

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Технологические решения для строительства разведочной, вертикальной скважины, глубиной 3200 метров. на нефтяном месторождении (Томская область)»

УДК 622.243.22:622.143:622.276(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романенко Василий Анатольевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ковалев Артем Владимирович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б3Б	Романенко Василий Анатольевич

Тема работы:

«Технологические решения для строительства разведочной, вертикальной скважины, глубиной 3200 метров. на нефтяном месторождении (Томская область)»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> Геологические условия бурения Интервал отбора керна: 2633-2652; 2708-2727; 3058-3172 метров. Тип профиля: Вертикальный. Данные по профилю: длина вертикального участка 3200 метров. Глубина спуска эксплуатационной колонны: 3200 метров. Способ цементирования: одноступенчатый. Конструкция забоя: зацементированная колонна/фильтр/открытый ствол Способ вторичного вскрытия пласта (выбрать): перфорация/открытый ствол
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ Геологические условия бурения Характеристика газонефтеводоносности Зоны возможных осложнений Исследовательские работы ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ <ol style="list-style-type: none"> Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины Обоснование конструкции скважины <ol style="list-style-type: none"> Обоснование конструкции эксплуатационного забоя Построение совмещенного графика давлений Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

	2.2.4. Выбор интервалов цементирования 2.2.5. Расчет диаметров скважины и обсадных колонн 2.2.6. Разработка схем обвязки устья скважины 2.3. Углубление скважины 2.3.1. Выбор способа бурения 2.3.2. Выбор породоразрушающего инструмента 2.3.3. Расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород 2.3.4. Расчет частоты вращения долота 2.3.5. Выбор и обоснование типа забойного двигателя 2.3.6. Выбор компоновки и расчет бурильной колонны 2.3.7. Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов 2.3.8. Выбор гидравлической программы промывки скважины 2.3.9. Технические средства и режимы бурения при отборе керна 2.4. Проектирование процессов заканчивания скважин 2.4.1. Расчет обсадных колонн 2.4.1.1. Расчет наружных избыточных давлений 2.4.1.2. Расчет внутренних избыточных давлений 2.4.1.3. Конструирование обсадной колонны по длине 2.4.2. Расчет процессов цементировании скважины 2.4.2.1. Выбор способа цементировании обсадных колонн 2.4.2.2. Расчет объема тампонажной смеси и количества составных компонентов 2.4.2.3. Обоснование типа и расчет объема буферной, продавочной жидкости 2.4.2.4. Гидравлический расчет цементировании скважины 2.4.2.4.1. Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования 2.4.2.4.2. Расчет режима закачки и продавки тампонажной смеси 2.4.3. Выбор технологической оснастки обсадных колонн 2.4.4. Проектирование процессов испытания и освоения скважин 2.5. Выбор буровой установки 3. Сравнительный анализ и выбор вида центраторов обсадных колонн.
--	---

Перечень графического материала	1. ГТН (геолого-технический наряд) 2. КНБК (компоновка низа бурильной колонны)
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Старший преподаватель, Вершкова Елена Михайловна
Социальная ответственность	Ассистент, Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ковалев Артем Владимирович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романенко Василий Анатольевич		

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01. «Нефтегазовое дело»

Уровень образования: Бакалавриат

Отделение нефтегазового дела

Период выполнения: осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года

Форма представления работы: бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата Контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	1. Геологическая и технологическая части	65
	2. Специальная часть и графические приложения	30
	3. Предварительная защита	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Ковалев Артем Владимирович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 118 страниц, 15 рисунков, 38 таблиц, 47 литературных источников, 9 приложений.

Ключевые слова: скважина, нефть, бурение, отбор керна.

Объектом исследования является нефтяное месторождение (Томская область).

Цель работы – проектирование технологических процессов бурения и заканчивания, разведочной, вертикальной скважины, на нефтяном месторождении (Томская область).

В процессе работы был составлен технологический проект на строительство разведочной вертикальной скважины, глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении (Томская область).

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики, разработаны технологические решения по строительству разведочной, вертикальной скважины.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками:

ГНВП – газонефтеводопроявление;

ГРП – гидроразрыв пласта;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

БКМ – башмак колонный муфтовый;

ЦКОД – центральный клапан обратного действия;

ЦЦ2 – центратор цементируемый с выштамповкой в средней части рессор;

ЭУК – эксплуатационная универсальная кустовая;

ГЦУ – головка цементируемая универсальная;

ПРПЦ – пробка разделительная, продавочная, цементируемая.

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты: ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; ГОСТ 12.1.003-2014 Шум. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.003-91. Оборудование производственное. Общие требования безопасности; ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением № 1); ГОСТ Р 12.1.019-2009 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность. Общие требования; ГОСТ 12.1.029-80. Средства и методы защиты от шума. Классификация; СН 2.2.4./2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий; Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»; РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть

и газ на суше; ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

ОГЛАВЛЕНИЕ

РЕФЕРАТ	5
ВВЕДЕНИЕ	Ошибка! Закладка не определена.
1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	12
1.1 Геологические условия бурения	12
1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения	12
1.3 Зоны возможных осложнений.....	12
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	14
2.1 Обоснование и расчет профиля скважины	14
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	14
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	14
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	15
2.2.4 Выбор интервалов цементирования.....	15
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	16
2.3 Углубление скважины	17
2.3.1 Выбор способа бурения.....	19
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	19
2.3.4 Расчет частоты вращения долота	21
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	22
2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора.....	24
2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны.....	26
В приложении Д представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».....	26
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	26
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины.....	27
2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе кернa	27
2.4 Проектирование процессов заканчивания	29

2.4.1 Расчет обсадных колонн	29
2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине	34
2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины	35
2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементирующего оборудования	36
2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	37
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	37
2.5 Выбор буровой установки	39
3 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ БУРОВЫХ ЯССОВ	42
4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	50
4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия	50
4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин	50
4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение	51
4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции.....	53
4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей	54
4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента	55
4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки....	55
4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы	57
4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами.....	57
4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ	58
4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины	58
4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	58
4.4 Расчет технико-экономических показателей.....	59
4.5 Линейный календарный график выполнения работ	61
5 Социальная ответственность. Производственная безопасность	64
5.1 Анализ вредных факторов	64
5.1.2 Повышенный уровень шума	64
5.1.3 Повышенный уровень вибрации	64

5.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	65
5.1.5 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	66
5.1.6 Отклонение параметров климата на открытом воздухе	67
5.2 Анализ опасных факторов	67
5.2.1 Пожарная безопасность.....	67
5.2.2 Электробезопасность.....	68
5.2.3 Движущиеся машины и механизмы.....	70
5.3 Экологическая безопасность.....	71
5.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды	73
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	76
5.6 Правовые и организационные мероприятия	76
5.6.1 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций	76
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	79
ПРИЛОЖЕНИЕ А	83
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	89
ПРИЛОЖЕНИЕ В	90
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	95
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	96
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	104
ПРИЛОЖЕНИЕ И	106
ПРИЛОЖЕНИЕ К	107

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время одно из лидирующих позиций в добыче нефти и газа занимает Россия, что несет большие прибыли компаниям, занятым добычей нефти и газа.

Для предприятий нашей страны, занимающихся добычей углеводородного сырья открываются новые возможности: благодаря нынешней ситуации на мировом рынке возможны крупные вложения в развитие нефтегазодобывающих предприятий, применение новых технологий, научные исследования в сфере недропользования. На фоне снижения дебитов эксплуатируемых скважин и увеличением затрат на добычу углеводородного делают необходимым движение в этом направлении. Применение новых направлений при бурении нефтегазовых скважин предъявляют более жесткие требования. Большой комплекс задач, в настоящее время при бурении скважин требует улучшения технологии бурения.

Развитие техники и технологии, в последнее время, направлены на уменьшение вредного воздействия на продуктивный пласт, качественное крепление и цементирование, использования более качественных материалов и технических средств, уменьшение вредного воздействия на окружающую среду.

1 ОБЩАЯ И ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Геологические условия бурения

Геологические условия бурения представлены в приложении А.

Интервал 0-3200 м в большей части сложен глинами, переслаивающимися с алевролитами, аргиллитами и песчаниками. В разрезе представлены мягкие и средние по твердости породы, что определяет выбор породоразрушающего инструмента с сочетанием параметров режима бурения, обеспечивающих наивысшую механическую скорость бурения.

На всех интервалах бурения несовместимые условия по бурению исходя из градиентов пластового давления и давления гидроразрыва отсутствуют, что избавляет от необходимости спуска дополнительной обсадной колонны.

1.2 Характеристика газонефтеводоносности месторождения

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в приложении Д.

Краткая характеристика флюидосодержащих пластов.

Разрез представлен 1 водоносным и 1 нефтеносным пластами. Скважина проектируется для эксплуатации интервала 3060-3170 м вертикальным стволом, поскольку он обладает наибольшим ожидаемым дебитом 165 кубических метров в сутки.

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные осложнения по разрезу скважины представлены в приложении А.

Краткая характеристика возможных осложнений.

В разрезе представлен ряд интервалов, в которых возможно возникновение осложнений в процессе бурения.

В интервалах 0-480м; 680-1600м; 1600 - 2345м ожидаются осыпи и обвалы стенок скважины. Поэтому рекомендуется бурение с высокой

механической скоростью, поддержание оптимальной плотности раствора и низкой водоотдачи, а также обработка раствора хим. реагентами.

Интервалы 0-480м; 680-1600м; 3060-3200м; характеризуются также наличием прихватоопасных зон, что означает необходимость ограничения по оставлению инструмента в скважине без движения более 5 минут.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Обоснование и расчет профиля скважины

Проектируется разведочная скважина, поэтому профиль скважины во всех случаях принимается вертикальным и проектировочные расчеты не производятся.

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Исходя из геологических данных, продуктивный пласт является поровым.

Наблюдается неравномерное чередование аргиллитов, известняков и алевролитов, следовательно, пласт литологически неоднородный.

Ввиду того, что продуктивный пласт литологически неоднородный, относится к коллекторам порового типа, что увеличивает вероятность осыпи верхней стенки скважины - выбирается конструкция с закрытым забоем.

Конструкция забоя представлена на рисунке 1.

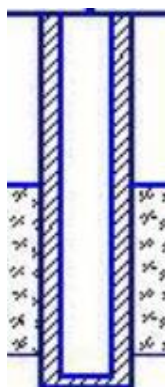


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Для определения конструкции скважины и необходимости установки промежуточных колонн необходимо построение графика совмещённых давлений.

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины. В приложении Г

представлен график совмещенных давлений.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 20 метров, поэтому предварительный расчет глубины спуска направления составляет 30 м с учетом посадки башмака в устойчивые горные породы.

Расчетное значение глубины спуска кондуктора составляет 810 м, исходя из этого, принимаем глубину спуска кондуктора 810 м для обеспечения посадки башмака кондуктора в устойчивые горные породы.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3200 м в соответствии с заданием на проектирование, исходя из ее расположения в центре толщи продуктивного пласта.

Данные о глубинах спуска обсадных колонн приведены в таблице 1

Таблица 1 – Глубины спуска обсадных колонн

Название колонны	Глубина спуска, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	30	30
Кондуктор	810	810
Эксплуатационная колонна	3200	3200

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования: Направление, кондуктор цементируются на всю длину. Эксплуатационная колонна для нефтяных скважин, по правилам в нефтяной и газовой промышленности цементируется с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м.

Интервалы цементирования представлены в таблице 2

Таблица 2 – Интервалы цементирования

Название колонны	Интервал цементирования, м	
	По вертикали	По стволу
Направление	0-30	0-30
Кондуктор	0-810	0-810
Эксплуатационная колонна	660-3200	660-3200

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу-вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны.

На рисунке 2 и в таблице 4 отображена проектная конструкция скважины.

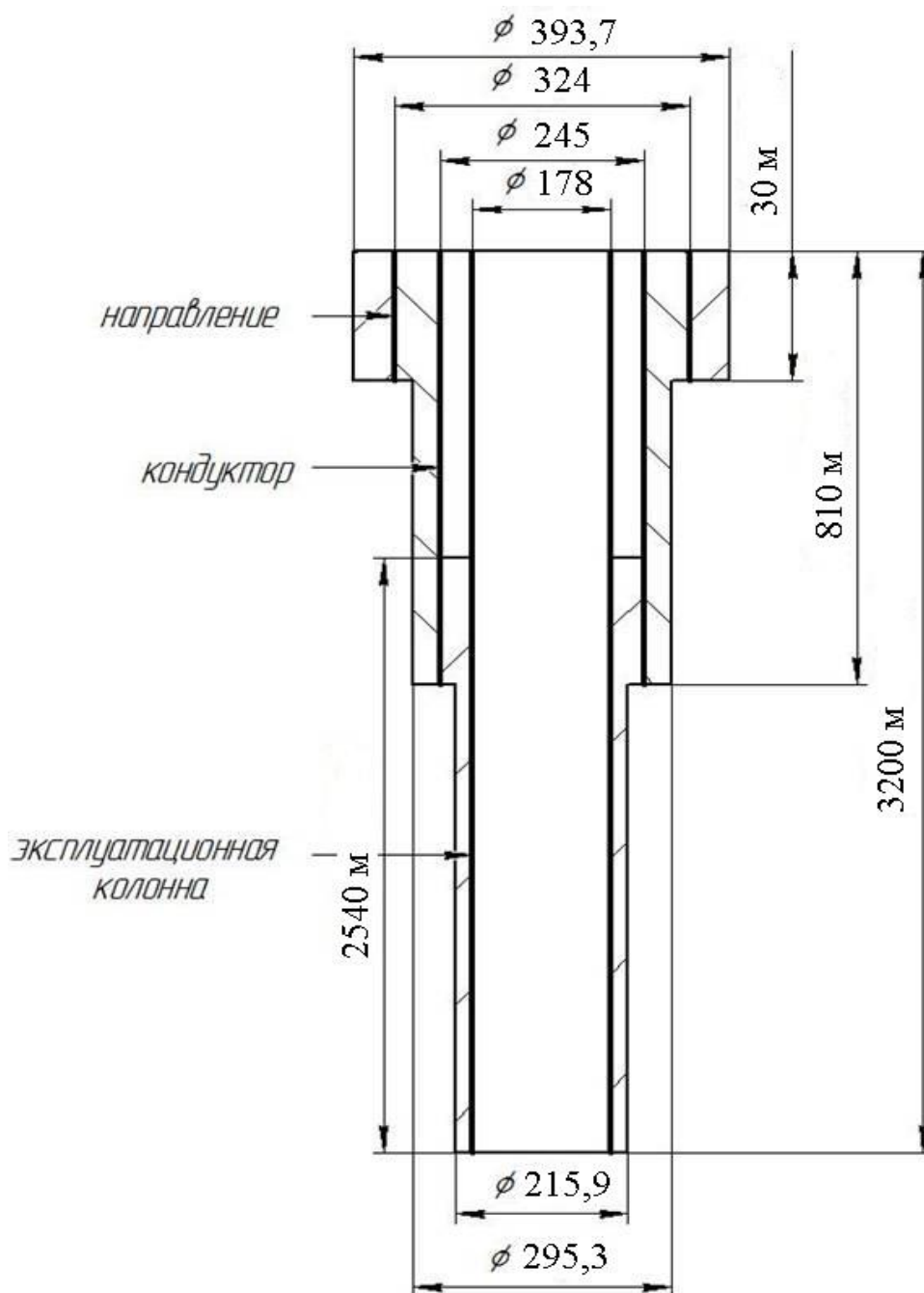


Рисунок 2 – Проектная конструкция скважин

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины.

Устьевое оборудование – неотъемлемая часть конструкции скважины при ее строительстве и эксплуатации. Оно предназначено для обвязки всех спущенных в скважину обсадных колонн с целью организации контроля за состоянием межтрубного пространства и при необходимости воздействия на возникающие в нем проявления; управления скважиной при возникновении осложнений; эксплуатации скважины фонтанным или механизированным способом.

В связи с тем, что оборудование устья скважины монтируют и обслуживают в процессе строительства скважины под полом вышечного блока буровой установки, оно, помимо своего прямого назначения, должно отвечать следующим требованиям:

- колонные головки, превенторы и другие элементы должны иметь минимальную высоту;
- присоединительные размеры фланцев колонных головок и превенторов должны быть согласованы с учетом последовательной установки на устье секций колонных головок и противовыбросового оборудования на более высокое рабочее давление, чем при бурении предыдущего интервала;
- проходные отверстия фланцев должны обеспечивать подвешивание спущенной обсадной колонны на клиновой захват без демонтажа противовыбросового оборудования;
- должны быть согласованы также прочностные характеристики устьевого оборудования и обсадных труб, на которые оно устанавливается.

Критериями выбора ПВО являются максимальные давления, возникающие на устье скважины при полном замещении промывочной жидкости пластовым флюидом при закрытом превенторе и диаметры проходных отверстий превенторов, позволяющих нормально вести углубление скважины или проводить в ней любые работы.

Величина максимального устьевого давления $P_{\text{му}}$ рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho gh, \quad (23)$$

где $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, МПа ;

ρ - плотность флюида, кг/м³ ;

g - ускорение свободного падения, м/с² ;

h - глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му}} = 32,1 - 770 \cdot 9,8 \cdot 3060 \cdot 10^{-6} = 9 \text{ МПа},$$

Согласно правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности проектируем при вскрытии пласта комплект противовыбросного оборудования ОП5-280/80*35А с основными параметрами:

1. Диаметр проходного отверстия – 280 мм;
2. Рабочее давление – 35 МПа;
3. Диаметр проходного отверстия манифольда – 80 мм;
4. Номинальное давление станции гидропривода – 14 МПа;
5. Количество гидроуправляемых составных частей – 6;

Схема состоит из двух плашечных превенторов (один с глухими, другой с трубными плашками) и одного универсального превентора.

Выбираем колонную головку по диаметру обсадных колонн и наибольшему давлению на устье. Давление на устье скважины при опрессовке составит 6,71 МПа, а диаметры обвязываемых обсадных колонн равны 177,8 мм и 244,5 мм. Следовательно, для обвязки устья скважины принимаем колонную головку ОКК1-14-178х245 с рабочим давлением 14 МПа.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения определяет многие технические решения: режимы бурения, бурильный инструмент, гидравлическую программу, тип буровой установки и, как следствие, технологию крепления скважины. Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных скважин, а также с учетом исходных горно-геологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Способ бурения
0-30	Направление	Роторный
30-810	Кондуктор	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)
810-3200	Эксплуатационная колонна	С применением ГЗД (винтовой забойный двигатель)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото, а для интервалов бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну принимаются PDC долота, так как данные интервалы сложены мягкими и средними породами низкой и средней абразивности. Выбор данных долот

позволяет обеспечить наибольшие скорости бурения и высокие проходки на долото, что позволит снизить количество СПО.

Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

В таблице 4 представлена характеристика выбранного породоразрушающего инструмента.

Таблица 4 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0-30	30-810	810-3200
Шифр долота		393,7GRD111	295,3FD19SM	215,9FD513SM
Тип долота		Шарошечное	PDC	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9
Тип горных пород		М	МС	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	3-177	3-152	3-117
	API	Pin 7 5/8 Reg	6 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м				
Масса, кг		190	83	43
G, тс	Рекомендуемая	10	10	6
	Предельная	13	13	8
n, об/мин	Рекомендуемая	92	90	180-200
	Предельная	200	200	200

1. Для бурения интервала под направление проектируется шарошечное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими горными породами, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно.

2. Для бурения интервала под кондуктор проектируется долото PDC диаметром 295,3 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и мягко-средними горными породами. При использовании шарошечного долота механическая скорость бурения будет меньше, чем с долотом PDC.

3. Для бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется долото PDC диаметром 215,9 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения и требуемую проходку на долота. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен средними-твердыми породами. В интервале эксплуатационной колонны будут произведены операции по отбору керна, после которых необходимо произвести калибровку стенок скважины т.к. диаметр бурголовки будет меньшего диаметра чем долото.

Расчет осевой нагрузки по интервалам бурения представлен в таблице 5.

Таблица 5 –Проектирование осевой нагрузки по интервалам бурения

Интервал	0-30	30-810	810-3200
Исходные данные			
α	1	1	1
$P_{ш}, \text{кг/см}^2$	875	901	4925
$D_d, \text{см}$	0,3937	0,2953	0,2159
η	1	1	1
$\delta, \text{см}$	1,5	1,5	1,5
$q, \text{кН/мм}$	0,1	0,2	0,35
$G_{пред}, \text{кН}$	130	130	80
Результаты проектирования			
$G_1, \text{кН}$	26	32	92
$G_2, \text{кН}$	39	59	75
$G_3, \text{кН}$	104	104	64
$G_{проект}, \text{кН}$	40	60	60

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 4 тонны. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки 6 тонн.

2.3.4 Расчет частоты вращения долота

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

В таблице 6 представлено проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения.

Таблица 6 – Проектирование частоты вращения породоразрушающего инструмента по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-810	810-3200
Исходные данные				
$V_{л}, \text{м/с}$		2,8	1,5	1
D_d	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
$\tau, \text{мс}$		7	-	-
z		24	-	-
α		0,7	-	-
Результаты проектирования				
$n_1, \text{об/мин}$		90	97	88
$n_2, \text{об/мин}$		232	-	-
$n_3, \text{об/мин}$		634	-	-
$n_{\text{проект}}, \text{об/мин}$		90	97	88

Для всех интервалов бурения проектируются частоты вращения породоразрушающего инструмента согласно известной методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород.

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Для интервала бурения, под кондуктор, проектируется винтовой забойный двигатель Д240.5000.56, для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель

Д178.3600.78. Все запроектированные винтовые забойные двигатели имеют регулировку угла перекоса, что позволяет бурить как наклонно-направленные, так и прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород, которые так же соответствует всем необходимым требованиям.

В таблице 7 представлено проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения.

Таблица 7 – Проектирование параметров забойного двигателя по интервалам бурения

Интервал		0-30	30-810	810-3200
Исходные данные				
D _д	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
G _{ос} , кН		-	60	60
Q, Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
D _{зд} , мм		-	240	178
M _р , Н*м		-	369,7	272,4
M _о , Н*м		-	147,65	108
M _{уд} , Н*м/кН		-	3,7	2,74

В таблице 8 представлены технические характеристики запроектированных забойных двигателей.

Таблица 8 – Технические характеристики забойных двигателей

Тип двигателя	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д 240.5000.56	30-810	240	9000	1900	30-75	120-200	18	250
Д178.3600.78	810-3200	178	6890	985	25-35	95-145	12	130

2.3.6 Расчет требуемого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового параметра, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблицах 9 и 10.

Таблица 9 – Проектирование расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-810	810-3200
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	-	0,65	0,4
K_k	1,3	1,3	1,2-1,3
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,1
V_m , м/с	0,0083	0,0083	0,004
$d_{бт}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{мах}$, м	0,203	0,24	0,178
$d_{нмах}$, м	0,0175	0,0143	0,0071
N	6	5	6
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}$, м/с	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	20	20	20
ρ_p , г/см ³	1190	1140	1120
ρ_n , г/см ³	2000	2126	2223
Результаты проектирования			
Q_1 , л/с	79	34	22
Q_2 , л/с	73	39	12
Q_3 , л/с	164	57	34
Q_4 , л/с	72	38	17

Q_5 , л/с	61	42	21
Q_6 , л/с	-	19-57	19-38

Таблица 10 – Проектирование областей допустимого расхода бурового раствора

Интервал	0-30	30-810	810-3200
Исходные данные			
Q_1 , л/с	79	34	22
Q_2 , л/с	73	39	12
Q_3 , л/с	164	57	34
Q_4 , л/с	72	38	17
Q_5 , л/с	61	42	21
Q_6 , л/с	-	19-57	19-38
Области допустимого расхода бурового раствора			
ΔQ , л/с	50-70	30-45	25-29
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
Q , л/с	61	42	25
Дополнительные проверочные расчеты (оценка создаваемого момента на забойном двигателе)			
$Q_{тн}$, л/с	-	57	38
ρ_1 , кг/м ³	-	1000	1000
$\rho_{бр}$, кг/м ³	-	1140	1120
$M_{тм}$, Н*М	-	18000	12000
$M_{тб}$, Н*М	-	48770	28520

Для интервала бурения 30-810 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается ВЗД Д240.5000.56, который отвечает требованиям по диаметру забойного двигателя, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель Д178.3600.78, который позволяет бурить прямолинейные интервалы и обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород.

2.3.7 Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

В приложении Д представлено проектирование КНБК по интервалам бурения. Проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «БурСофтПроект».

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Направление. Бурение интервала под направление начинается на глинистом свежеприготовленном растворе. При бурении под направление для снижения ПФ (показателя фильтрации) и увеличения вязкости глинистый раствор обрабатывается каустической содой.

Кондуктор. При бурении интервала под кондуктор проходят сквозь слой неустойчивых глинистых отложений. В связи с этим требуется решать следующие основные проблемы: укрепление стенок скважины, увеличение выносной способности бурового раствора. Данные проблемы решаются с использованием высокоэффективных полимеров – структурообразователей, поддержание низкой температуры, образование прочной фильтрационной корки, создание высокой скорости потока раствора. Для бурения под кондуктор проектом предусматривается буровой раствор, приготовленный из бентонитового глинопорошка, обработанный химическими реагентами (полимерглинистый раствор).

Эксплуатационная колонна. При бурении интервала под эксплуатационную колонну основные проблемы, которые требуется решать, следующие: предупреждение поглощения раствора и водопроявлений, предупреждение прихвата бурильного инструмента при прохождении через проницаемые пласты и интервал искривления. При бурении под эксплуатационную колонну лучшим вариантом является использование полимерглинистого раствора.

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки, которая включает отечественное оборудование, которое

обеспечит наилучшую очистку раствора от выбуренной горной породы. При необходимости дегазации БР в данную схему включается установка дегазации Акрос AKR 270.

На рисунке 3 представлена технологическая схема очистки бурового раствора.

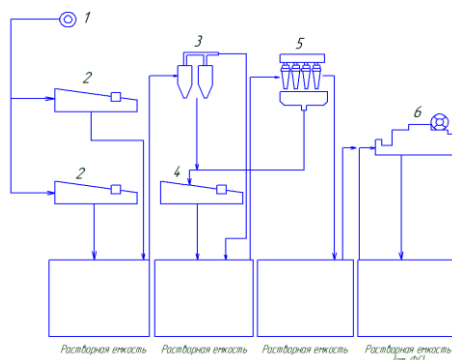


Рисунок 3 - Схема очистки бурового раствора: 1 – скважина; 2 – вибросито 4; 3 – пескоотделитель ПГ-60; 4 – вибросито Акрос Falcon; 5 – илоотделитель ИГ-60; 6 – центрифуга Акрос AKR – 363.

В Приложении Е приведен компонентный состав бурового раствора.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин. Производится расчет гидравлической программы промывки для интервала бурения под хвостовик. Для остальных интервалов бурения – расчеты идентичные. Гидравлическая программа промывки скважины была спроектирована в программе «БурСофтПроект».

В приложении Е представлены результаты гидравлической промывки.

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Отбор керна является ответственной и весьма трудоемкой операцией, поэтому необходимо произвести выбор и обоснование породоразрушающего

инструмента (бурильной головки), кернаприемного устройства, спроектировать режим бурения, обеспечивающий максимальный вынос керна.

В таблице 11 представлены технические средства и режимы бурения при отборе керна.

Таблица 11 – технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2633-2652	УКР-172/100 Кембрии	2-5	60-120	18-25
2708-2727	УКР-172/100 Кембрии	2-5	60-120	18-25
3058-3172	УКР-172/100 Кембрии	2-5	60-120	18-25

2.4 Проектирование процессов заканчивания

2.4.1 Расчет обсадных колонн

Исходные данные к расчету представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продавочной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1050
плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1890
плотность нефти ρ_n , кг/м ³	877	глубина скважины, м	3200
высота столба буф. жидкости h_1 , м	660	высота столба тампонажного раствора норм. плотности h_2 , м	160
высота цем. стакана $h_{ст}$, м	15	дин. уровень скважины h_d , м	2390

2.4.1.1 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

$$P_{ни} = P_n - P_v,$$

где P_n – наружное давление;

P_v – внутреннее давление.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются три таких случая:

- При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
- При снижении уровня жидкости в колонне при испытании на герметичность и при вызове притока (в начале эксплуатации);
- В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин.

Расчет соответствующего случая начинается с построения схемы расположения всех возможных (геолого-технологических) уровней за колонной и внутри колонны и по этой схеме выбираются расчётные точки (в местах изменения плотности или высоты расположения жидкостей), рисунок 4 и 5.

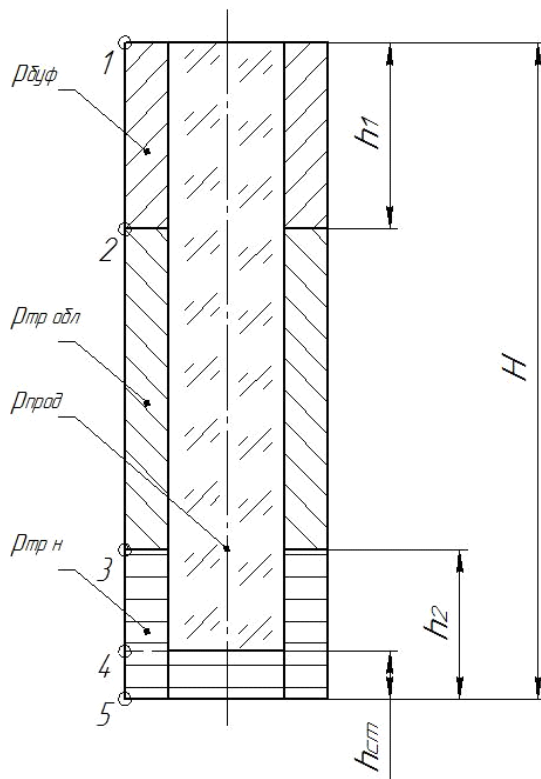


Рисунок 4 – Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора при снятом устьевом давлении

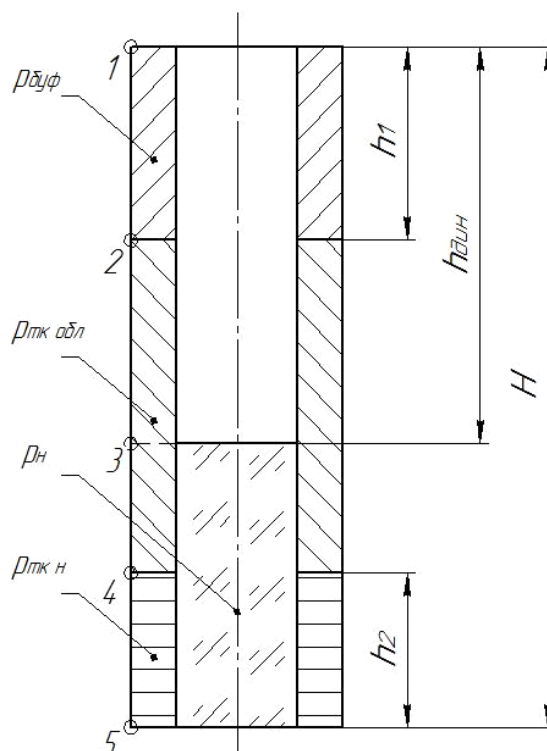


Рисунок 2 - Схема расположения жидкостей в конце эксплуатации нефтяной скважины

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 13 и по этим данным строится эпюра наружных избыточных давлений, рисунок 6.

Таблица 13 – Данные расчета наружных избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении			Конец эксплуатации скважины		
№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Наружное избыточное давление (МПа)
1	0	0	1	0	0
2	660	0,32	2	660	6,8
3	3040	11	3	2133	30,1
4	3175	13,26	4	3040	32,4
5	3200	13,26	5	3200	33,2

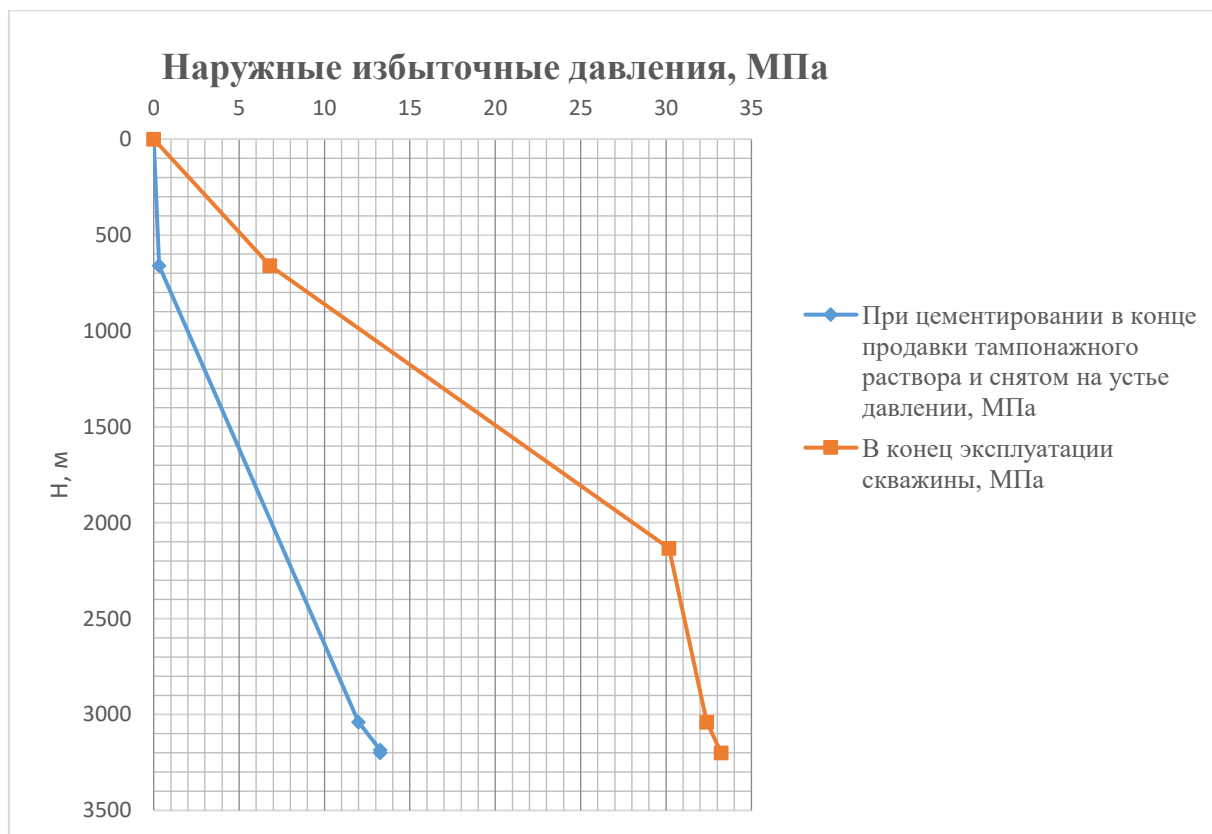


Рисунок 6 - Эпюра наружных избыточных давлений

2.4.1.2 Расчет внутренних избыточных давлений

Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства.

$$P_{ви} = P_{в} - P_{н},$$

где $P_{в}$ – внутреннее давление;

$P_{н}$ – наружное давление.

Расчёт внутренних избыточных давлений производится, как и для наружных избыточных давлений для периода времени, когда они достигают максимальных давлений. Имеются два таких случая.

- при цементировании в конце продавки тампонажной смеси, когда давление на цементирующей головке достигает максимального значения, схема изображена на рисунке 7.

- при опрессовке колонны с целью проверки её герметичности, схема изображена на рисунке 8.

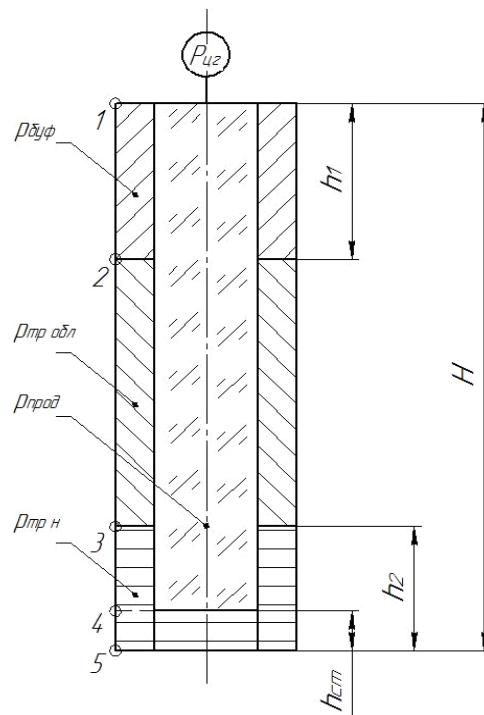


Рисунок 7 - Схема расположения жидкостей в конце продавки тампонажного раствора, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения

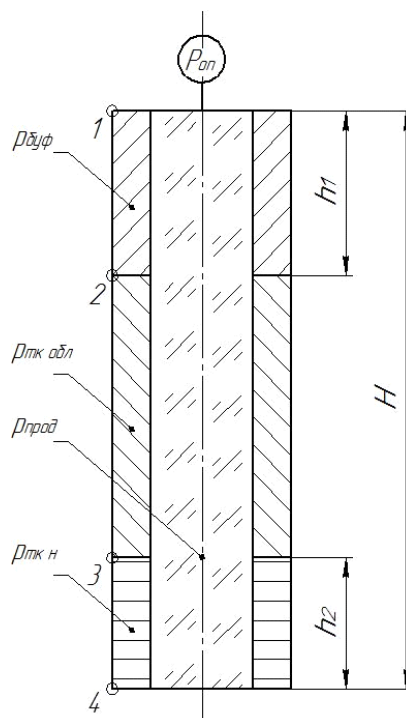


Рисунок 8 - Схема расположения жидкостей при опрессовке обсадной колонны

После проведения расчетов данные вносятся в таблицу 14 и по этим данным строится эпюра внутренних избыточных давлений, рисунок 9.

Таблица 14 - Данные расчета внешних избыточных давлений

При цементировании в конце продавки тампонажного раствора			Опрессовка эксплуатационной колонны		
№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)	№ т.	Глубина (метры)	Внутреннее избыточное давление (МПа)
1	0	21,8	1	0	9,9
2	660	21,45	2	660	9,6
3	3040	9,8	3	3040	6,65
4	3175	8,5	4	3200	6
5	3200	8.26			



Рисунок 6 - Эпюры внутренних избыточных давлений.

2.4.1.3 Конструирование обсадной колонны по длине

Рассчитанные параметры секций представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кН			Интервал установки, м
				1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Е	12,7	3200	0.514	1644,8	1644,8	0-3200

2.4.2 Расчет процессов цементирования скважины

2.4.2.1 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\ кп} + P_{гд\ кп} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (1)$$

где $P_{гс\ кп}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\ кп}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины, МПа. Согласно геологическим данным $P_{гр} = 49.135$ МПа.

Гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве $P_{гд\ кп}$ определяются по формуле:

$$P_{гд\ кп} = \frac{\lambda \cdot \rho_{ср\ в\ з\ с} \cdot V_{з\ с}^2 \cdot L_{к}}{2 \cdot (D_{к\ в\ н} - D_{э\ к\ н})} + \frac{\lambda \cdot \rho_{ср\ в\ з\ в\ о\ с} \cdot V_{о\ с}^2 \cdot (L - L_{к})}{2 \cdot (D_{э\ к\ д} \cdot \sqrt{k_{ср\ в\ з\ в}} - D_{э\ к\ н})}, \quad (2)$$

$$P_{гд\ кп} = 0.2 \text{ МПа.}$$

Гидростатическое давление составного столба жидкости в кольцевом пространстве $P_{гс\ кп}$ определяется по формуле:

$$P_{гс\ кп} = g \cdot (\rho_{буф} \cdot h_1 + \rho_{обл\ тр} \cdot (H - h_1 - h_2) + \rho_{н\ тр} \cdot h_2), \quad (3)$$

$$P_{гс\ кп} = 44.7 \text{ МПа.}$$

Производим сравнения давлений по формуле :

$$32.05 \text{ МПа} \leq 46,7 \text{ МПа,}$$

Условия недопущения гидроразрыва пластов выполняется, принимается решение использовать прямое одноступенчатое цементирование.

2.4.2.2 Расчет объемов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости и определение необходимых количеств компонентов тампонажного раствора

Результаты данного расчета сводятся в таблицу 18.

Таблица 18 – Количество составных компонентов тампонажной смеси

Наимен. жидкости	Объем жидк., м ³	Плотн. жидк., кг/м ³	Объем воды для пригот. жидк., м ³	Наимен. компонента	Масса компон. (кг) / колич. мешков (шт.)	Наимен. цемента	Масса цемента (т) / колич. мешков (шт.)
Буферная	4,2	1050	20,75	МБП-СМ	294 / 12	-	-
	16,6			МБП-МВ	249 / 10	-	-
Обл.тамп. р-р	42,1	1500	31,3	НТФ	17,26 / 1	ПЦТ-III- О6(5)-100	17,26 / 18
Тамп.р-р норм.плотн.	2,8	1890	1,9	НТФ	1.15 / 1	ПЦТ-II-150	2.3 / 3

2.4.2.3 Гидравлический расчет цементирования скважины

2.4.2.3.1 Выбор типа и расчет необходимого количества цементировочного оборудования

На рисунке 10 приведен пример спроектированной технологической схемы с применением осреднительной емкости.

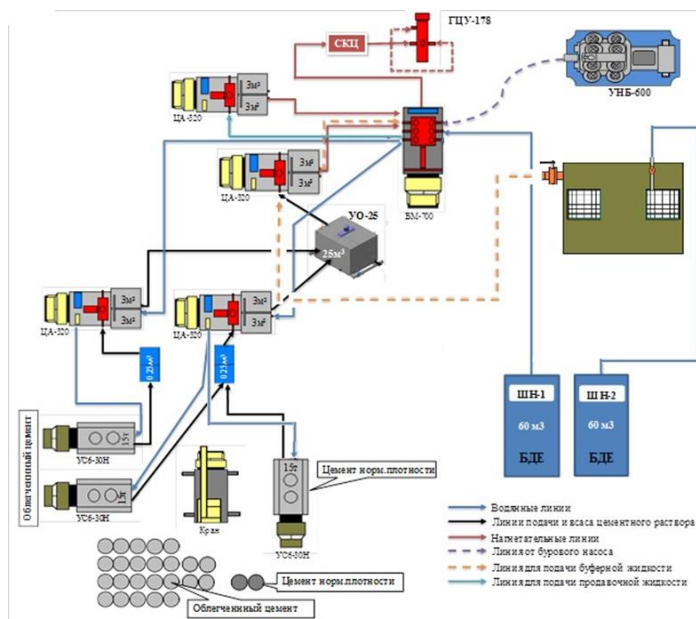


Рисунок 10– Технологическая схема обвязки цементировочного оборудования

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Спроектированная технологическая оснастка представлена в таблице 19.

Таблица 19 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Тип колонны, D _{усл} , мм	Башмак	Обратный клапан	Пробка разделительная продавочная	Центратор, (количество, шт)	Цементировоч ная головка
Направление, D _{усл} =324мм	БКМ-324 ОТТМ	-	-	-	Глухой переводник с КП-1
Кондуктор, D _{усл} =245мм	БКМ-245 ОТТМ	ЦКОДМ - 245 ОТТМ	ПРП-Ц-245	ЦЦ-245/295 (16)	ГЦУ-245
Экспл.колонна , D _{усл} =178мм	БКМ-178 ОТТМ	ЦКОДМ - 178-1 ОТТМ	ПРП-Ц-178	ЦЦ-178\245-270 (64)	ГЦУ-178

2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Для вторичного вскрытия продуктивного пласта будет использован кумулятивный перфоратор. Мощность продуктивного пласта согласно геологическим данным составляет 60 м (гл. 3060-3110 м)

Кумулятивный корпусный перфоратор однократного использования КПТ114. Перфоратор кумулятивный корпусной однократного применения с возможностью спуска как на кабеле, так на НКТ и ГНКТ, предназначен для вторичного вскрытия пластов в скважинах, заполненных жидкостью.

Основные технические характеристики перфоратора представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Основные технические характеристики

Технические характеристики	КПТ114
Наружный диаметр, мм	114
Фазировка, ° *	60
Плотность перфорации, отв./м **	20,40
Максимально допустимое гидростатическое давление, МПа ***	80/103,5 130
Максимально допустимая температура, °С	150/200
Длина корпусов, м****	1/2/3/4/5/6

Для вызова притока выбран метод свабирования. Колонна сваба предназначена для безопасного вызова притока жидкости при освоении нефтяных скважин методом свабирования при герметичном устье. КС обеспечивает приток жидкости из пласта без ухудшения коллекторских свойств призабойной зоны скважины.

Таблица 21 - Состав оборудования свабирования и технические характеристики

Узел заделки каната КС 62.01.000 предназначен для закрепления каната диаметром от 9,5 до 15 мм (при смене сухарей) к колонне сваба.	
Диаметр наружный, мм	60
Шаблон КС 62.00.006 предназначен для шаблонирования колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80. Диаметр наружный 60 мм.	
Диаметр наружный, мм	60
Штанга КС 62.00.001 предназначена для ускорения погружения колонны сваба в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	10
Скрепер КС 62.08.000 предназначен для очищения колонны НКТ 73 ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	65
Ударник сваба КС 62.02.000 предназначен для создания ударных нагрузок на колонну сваба с низу в верх при ее заклинивании в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Извлекатель сваба КС.62.03.000 предназначен для извлечения колонны сваба из скважины при обрыве каната. Диаметр наружный 57 мм.	
Диаметр наружный, мм	57
Сваб КС 62.03.000 предназначен для герметизации трубного канала колонны НКТ ГОСТ 633-80 при подъеме колонны сваба.	
Диаметр наружный манжеты, мм.	61 и 75
Штанга грузовая КС 62.00.002 предназначена для ускорения погружения скрепера в колонне НКТ ГОСТ 633-80.	
Диаметр наружный, мм	55
Масса, кг	45

Комплекс пластоиспытательный ИПГ-95У (рис.11) предназначен для исследования скважин с целью определения гидродинамических характеристик пластов. Проведение испытаний в многоцикловом режиме, отбор герметизированных проб пластовой жидкости в конце подъема комплекса из скважины (при наличии контейнеров).

Условия эксплуатации - исследование в открытых стволах от 118 до 161 мм, исследование в обсаженных колонной скважинах диаметрами 127, 178 мм. Работа в среде глинистого раствора, нефти, пластовой воды и т.д.

Назначение: испытание перспективных горизонтов в обсаженных вертикальных, наклонных и горизонтальных скважинах диаметром от 127 до 178 мм и необсаженных скважинах диаметром от 118 до 161 мм.

Управление комплексом: вращением и вертикальным перемещением.

Состав комплекса:

1. Испытатель пластов гидравлический ИПГ-95У
2. Приставка многоцикловая ПМ-95М
3. Пакер цилиндрический ПЦ1-95
4. Ясс гидравлический закрытого типа ЯГЗ-95
5. Якорь ЯК-110/135 (ЯК-132/168, ЯК-140/178)
6. Замок аварийный ЗА-95
7. Фильтр Ф1-95
8. Клапан циркуляционный комбинированный КЦК-95
9. Патрубок приборный ПП-95
10. Башмак Б-95
11. Устройство уравнительное УУ-95
12. Переходник левый ПЛ-95
13. Пакер цилиндрический неуравновешенный ПЦН-95

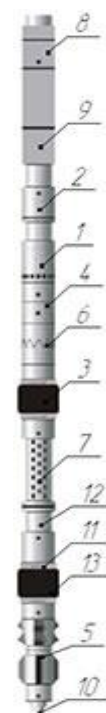


Рисунок 11

Дополнительное оборудование:

1. Испытатель пластов ИПВ-95 (управляемый вращением)
2. Клапан пробоотборно-сравливающий КПС-95
4. Отсекатель потока ОП-95
5. Распределительное устройство РУ-95
6. Контейнер-пробоотборник КП-42
7. Механизм направляющий МНУ-95
8. Клапан циркуляционный КЦУ-95
9. Контейнер пробоотборный КП-42

Комплекс позволяет:

- производить селективное испытание как с упором на забой, так и на стенки скважин;
- производить испытание на герметичность цементных мостов и обсадной колонны труб;
- устанавливать место и характер утечек в обсадных трубах;
- осваивать малопродуктивные нефтяные, газовые, водяные и нагнетательные скважины

2.5 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности. По её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6;$$

$$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9;$$

$$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс;

$Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс;

$Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс;

$Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле:

$$Q_{пр} = k * Q_{max}, \quad (13)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$);

Q_{max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

Для расчета примем буровую установку Уралмаш БУ 3900/200 ЭК-БМ.

Результаты расчета выбора буровой установки представлены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчет выбора буровой установки

Наименование БУ		Допустимая нагрузка на крюке, тс	Оснастка талевой системы
БУ-3000 ЭУК-1М		200	5х6
Вес, тс		Условие соответствия	
Максимальный вес бурильной колонны	89	$[G_{кр}] / Q_{бк} \geq 0,6$	2,03
Максимальный вес обсадной колонны	55,7	$[G_{кр}] / Q_{об} \geq 0,9$	2,36
веса колонны при ликвидации прихвата	115,7	$[G_{кр}] / Q_{пр} \geq 1,0$	1,56

3 Сравнительный анализ и выбор вида центраторов обсадных колонн.

Цементирование скважин очень сложный и ответственный технологический этап строительства скважин, требующий особую технологию, материалы, технику и инструменты. Успех всего процесса цементирования, начиная от подготовки обсадных колонн и заканчивая непосредственно цементированием ее в скважине сопровождается качественной технологической оснасткой, в которую входят такие устройства, как:

1. Башмак колонный – необходим для predания направления колонне обсадных труб по стволу скважины и крепиться в нижней части обсадной трубы. Так же предает жесткость нижнему концу обсадной колонны и служит защитой от повреждений при спуске.
2. Клапан обратный - предназначен для предотвращения движения цементного раствора в колонну после его продавки и служит основанием для посадки разделительных пробок в процессе закачивания и продавки цементного раствора.
3. Пробка разделительная продавочная - применяется при проведении цементиловочных (тампонажных) работ в скважине и предназначены для продавки тампонажного раствора и получения скачка давления «Стоп», сигнализирующего об окончании процесса цементирования, а также для предотвращения смешивания и разделения тампонажного раствора и продавочной жидкости, прокачиваемых в колонне обсадных труб.
4. Головки цементиловочные – является частью технологической оснастки обсадных колонн и служат для predания герметичности между соединением обсадной колонны с нагнетательными линиями цементиловочных агрегатов.
5. Центраторы обсадных колонн – предназначены для центрирования обсадных колонн при спуске и улучшения цементирования их в скважине.

6. Турбулизаторы - устанавливают в местах локального уширения ствола скважины, где турбулизируют поток буфера и тампонажного раствора.
7. Скребки – предназначены для для механического сдираания глинистой корки. Также являются армирующими элементами.

Каждый из этих элементов технологической оснастки обсадных колонн выполняет свою, очень важную функцию в данном процессе.

В данной работе мы рассмотрим процесс центрирования обсадной колонны, технологию этого процесса, типы и виды центраторов, а также их функцию в этом процессе. [1]

Центраторы обсадных колонн

Центраторы обсадных колонн предназначены для центрирования обсадных колонн при спуске и цементировании их в скважине в условиях эксплуатации. Применение центраторов позволяет получить равномерный зазор между стенками скважины и обсадной трубой, это исключает возможность контакта между ними и обеспечивает полную изоляцию цементным раствором, без разрыва, а значит, существенно продлевает срок службы труб за счет уменьшения скорости коррозии. Существенно повышается качество цементирования за счёт выполнения центраторами функции металлической арматуры в железобетоне, образующемся за колонной после затвердевания цемента.

Виды центраторов

1. Центраторы типа ЦЦ (рис.12)



Рисунок 22

Центраторы типа ЦЦ - упругие разъемные сборные с аркообразными планками для цементирования осадных колонн в вертикальных и слабоискривленных (до 15-20 градусов) скважин.

Центраторы типа ЦЦ-2 для цементирования колонн в вертикальных и наклонных скважинах, имеют жестко упругую характеристику, которая обусловлена наличием, размерами и формой исполнения трапецевидного выступа.

Центраторы типа ЦПС — упругие сварные с аркообразными планками, применяемые для цементирования колонн в вертикальных и наклонных скважинах, а также в случаях крепления хвостовиками малого диаметра вторых стволов, проведенных через окна в эксплуатационных колоннах для продления срока эксплуатации скважин старого фонда. Рис.1 [1]

2. Роликовые центраторы (рис.13)

Центраторы роликовые ЦР предназначены для оснащения обсадных колонн из труб по ГОСТ 632 с целью их центрирования при спуске в скважину и цементировании участков стволов скважины.

Наиболее эффективно применение данных центраторов в наклонных и горизонтальных скважинах. Центратор роликовый ЦР состоит из выполненного из полимерных материалов корпуса, в лопастях которого на осях вращаются ролики.

Изделия крепятся к обсадной колонне при помощи винтов. Центраторы



Рисунок 13

спускаются вместе с колонной в скважину, опираясь роликами о ее стенки, существенно снижают коэффициент осевого трения, удерживают колонну соосно скважине. [2]

3. Центратор обсадной колонны с изменяемой геометрией (рис.14)

Изобретение относится к строительству скважин и может быть использовано в компоновке обсадной колонны или хвостовиков при креплении нефтяных и газовых скважин, а также боковых стволов. Данный центратор имеет изменяемую геометрию, что делает его диаметр минимальным при спуске колонны в скважину и максимальным после ее спуска и при цементировании наклонного или горизонтального ствола. В центраторе обсадной колонны с изменяемой геометрией, содержащем корпус и жестко закрепленные на корпусе центрирующие элементы из эластичного материала, имеющие внутреннюю полость, расположенные по спирали на поверхности корпуса. Внутренняя полость центрирующих элементов заполнена водонабухающим полимером, а наружные боковые грани эластичного центрирующего элемента выполнены полупроницаемыми. Чертеж представлен на рис.1 [2]

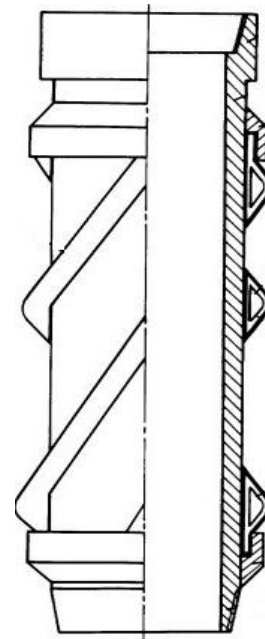


Рисунок 14

4. Полимерные центраторы (рис.15)

Предназначены для обеспечения центрирования колонны труб при спуске в скважину, образования равномерного тампонажного кольца между трубой и стенками скважины, улучшения условий спуска колонны труб в скважину, а также снижения рисков возможности прихвата при бурении скважин с большим отходом от вертикали и хвостовиков. [4]

Полимерные центраторы



Рисунок 15

Преимущество композитных центраторов

Далее рассмотрим полимерные центраторы для обсадных колонн, так как использование композитных материалов в промышленности, в том числе и в строительстве скважин имеет большие перспективы, за счет сокращения множества расходов при улучшении качества строительства.

Такие центраторы обладают рядом преимуществ, не свойственных остальным типам центраторов, а именно:

- Снижает силу трения при осевых нагрузках (ребра плавно заканчиваются на концах центратора)
- Усиленная конструкция центратора способствует большему сопротивлению нагрузкам
- Небольшой вес, легок и безопасен в установке и обращении
- Не вызывает коррозии
- Меньшее трение из-за легкого веса центратора

- Не искрит
 - Более стоек к кислотным и щелочным средам по сравнению с другими неметаллическими аналогами
 - Выдерживает высокие рабочие температуры [5]
1. Снижение силы трения между центратором и стенками скважины позволяет использовать данный вид центратора при сложных геологических условиях, где возможны осложнения, такие, как сужение ствола скважины. Позволяет легче расхаживать колонну при продавке тампонажного раствора.
 2. Небольшой вес устройства позволяет снизить расходы на транспортировку, а также уменьшает время монтажа на колонну, одновременно улучшает безопасность работы с ним.
 3. Коррозиестойкость и стойкость к агрессивным средам значительно увеличивает расчетную долговечность скважины и предотвращает аварии, связанные с усталостью материала.
 4. Большой диапазон высоких температур позволяет использовать композитный материал в глубоких скважинах и скважинах с высокими температурами.
 5. Конструкция самого центратора предусматривает изготовление спиральных лопастей, что позволяет ему дополнять функцию турбулизатора, а в некоторых случаях и вовсе заменить их.

Вывод

Несомненно, использование устройств из современного, композитного материала имеет ряд преимуществ перед остальными видами центраторов, за счет простоты конструкции, прочностных характеристик, веса и устойчивости к агрессивным средам, что предотвращает большинство проблем, связанных с центрированием, цементированием колонны и последующей эксплуатацией скважины.

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Романенко Василию Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	«Нефтегазовое дело»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметы на строительство скважины, расчет механической, рейсовой и коммерческой скоростей бурения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта строительства скважины
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Нормативная карта строительства скважины
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ
3. Нормативная карта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романенко Василий Анатольевич		

4 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

4.1 Структура и организационные формы работы бурового предприятия

«Imperial Energy» – современная компания, ориентированная на эффективную разработку месторождений и долгосрочный рост добычи нефти.

Компания «Imperial Energy» занимается геологоразведкой и нефтедобычей на территории Российской Федерации

Сфера деятельности и профильные активы компании сконцентрированы в северо-восточной части Томской области.

«Imperial Energy» находится в Томске. Компанией руководит квалифицированный персонал с опытом работы в более чем 18 странах. Менеджмент и специалисты компании обеспечивают успешное внедрение передовых технологий, проектное управление, корпоративное управление, а также наилучшие меры по защите Здоровья, Безопасности и Окружающей среды.

Штат «Imperial Energy» насчитывает 880 человек, большая часть которого находится в Томске.

«Imperial Energy» осуществляет свою деятельность через три дочерних предприятия, расположенных в Томске: «Альянснефтегаз», «Сибинтернефть» и «Норд Империял». Компания владеет 14 лицензиями и занимает второе место после «Томскнефть» по площади лицензионных участков.

Организационная структура УБР включает производственные подразделения, участвующие в изготовлении основной продукции - скважин, и органы управления предприятием. Также отражены организационные, иерархические и технические особенности предприятия в Приложении Б.

4.2 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью настоящего раздела является определение сметной стоимости строительства скважины. Расчет сметной стоимости связан с определением

цикла строительства скважины. По результатам расчетов приведенных в этом разделе составляется нормативная карта.

Таблица 25 - Исходные данные для расчета нормативной карты

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	3200
Способ бурения:	
- под направление	Роторный
-под кондуктор и эксплуатационную колонну	Роторный с применением ВЗД
Цель бурения	разведка
Конструкция скважины:	
- направление	d 324 мм на глубину 30 м
- кондуктор	d 245 мм на глубину 810 м
- эксплуатационная	d 178 мм на глубину 3200 м
Буровая установка	Уралмаш БУ 3900/200 ЭК-БМ
Оснастка талевой системы	5'6
Насосы:	
- тип- количество, шт.	УНБТ-950, 2
производительность, л/с:	
- в интервале 0-30м	61
- в интервале 30-810м	42
- в интервале 810-3200м	25
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ):	d 178мм – 48м
Забойный двигатель (тип):	
- в интервале 30-810 м	ДМШ-240
- в интервале 810-3200 м	ДГР165/7/8.49
Бурильные трубы: длина свечей, м	25
- в интервале 0-30 м	БТ ПК 127х9
- в интервале 30-810 м	БТ ПК 127х9; ЛБТ 147 11
- в интервале 810-3200 м	БТ ПК 127х9; ЛБТ 147 11
Типы и размеры долот:	
- в интервале 0-70 м	393.7GRD111
- в интервале 70-800 м	295,3FD619SM
- в интервале 800-2620 м	215,9FD513SM
- в интервале отбора керна 2575-2590 м	БИТ-2159/100 В 622 С9

4.2.1 Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на интервалы бурения, а так, же действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 34.

Таблица 26 - Нормы механического бурения

Интервалы бурения	Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
	от (верх)	до (низ)			
1	0	30	30	0,029	590
2	30	810	780	0,029	1290
3	810	3200	2390	0,039	2040

Нормативное время на механическое N , ч бурение рассчитывается по формуле

$$N = T \cdot H, \quad (4)$$

где T - норма времени на бурение 1 метра, ч/м.

H - количество метров в интервале, м

Для направления:

$$N = 30 \cdot 0,027 = 0,81 \text{ ч.}$$

Аналогично произведем расчет остальных интервалов, результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
30	0,029	0,87
780	0,029	22,62
2390	0,039	93,21
Итого		116,7

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H / П, \quad (5)$$

где $П$ - нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 30 / 590 = 0,05$$

Для кондуктора:

$$n = 780 / 1290 = 0,6$$

Для эксплуатационной колонны:

$$n = 2390 / 2040 = 1,17$$

Результаты расчета сведены в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале Н, м	Нормативная проходка на долото в данном интервале П, м	<i>n</i>
30	590	0,05
780	1290	0,6
2390	2040	1,17
Итого на скважину		1,82

4.2.2 Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- 1) спуск бурильных свечей;
- 2) подъем бурильных свечей;
- 3) подъем и установка УБТ за палец;
- 4) вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- 5) подготовительно-заключительные работы при СПО;
- 6) наращивание инструмента;
- 7) промывка скважины перед подъемом инструмента;
- 8) промывка скважины перед наращиванием инструмента;
- 9) смена долота;
- 10) проверка люфта турбобура;
- 11) смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- 12) крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО $T_{СПО}$, с составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото.

Расчет производится по формуле:

$$T_{СПО} = П \cdot n_{сно}, \quad (6)$$

где $n_{сно}$ - нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м

П – длинна интервала, м

Результаты расчета времени на СПО и исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 - Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	интервал бурения, м	размер долота, мм	норма проходки на долото, м	номер таблицы	номер графы	интервал бурения, м	норма времени, ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-30	393,7	590	11	24	0-30	0,012	0,36
II	40-810	295,3	1390	12	32	30-810	0,0212	12,324
ИТОГО								12,684
III	810-3200	215,9	2040	12	32	810-3200	0,0352	49,95
Итого								62,634

4.2.3 Расчет нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин. Нормативное время составит:

кондуктор: $3 \cdot 1 = 3$ мин;

эксплуатационная колонна: $8 \cdot 1 = 8$ мин.

4.2.4 Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше нормативного времени. Принимаем время ОЗЦ направления- 3-4 ч, кондуктора -10 ч, эксплуатационной колонны - 22 ч.

4.2.5 Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительно-заключительные работы к промывке скважины во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления, кондуктора и эксплуатационной колонны. Норма

времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Наворачивание долота - 7 минут.

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n, \quad (7)$$

где L_k - глубина кондуктора, м;

L_n - длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 30 - 15 = 15 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м ведущей трубы (24 м), переводника с долотом (1 м).

$$L_n = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n, \quad (8)$$

Для направления:

$$L_T = 30 - 25 = 5 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c, \quad (9)$$

где l_c - длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 5/24 = 0,20 \approx 1 \text{ шт.}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин.

$$T_{\text{конд.}} = 0,20 \cdot 2 + 5 = 5,4 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 810 - 15 = 795 \text{ м}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 795 - 25 = 770 \text{ м}$$

$$N = 770/24 = 32,08 \approx 33 \text{ шт.}$$

$$T_{\text{конд.}} = 33 \cdot 2 + 5 = 71 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 3200 - 15 = 3185 \text{ м}$$

$$L_H = 24 + 1 = 25 \text{ м}$$

$$L_T = 3185 - 25 = 3160 \text{ м}$$

$$N = 3160/24 = 132$$

$$T_{\text{конд.}} = 132 \cdot 2 + 5 = 269 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут.

Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин.

Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления, кондуктора и эксплуатационной колонны, определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 5,4 + 71 + 269 + 3 \cdot (7 + 17 + 42) = 543,4 \text{ мин} = 9 \text{ ч.}$$

4.2.6 Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

4.2.7 Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,56 ч.

4.2.8 Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). Величина процента принимается по сборнику ЕНВ.

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 180,1 часов или 7,5 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением: $180,1 \times 0,066 = 11,8866\text{ч}$.

Общее нормативное время проводки скважины составляет (Приложение Д)

$$180,1 + 11,8866 + 25 = 216,9866\text{ч} = 10,9 \text{ суток.}$$

$$139,17 + 9,185 + 25 = 173,355\text{ч} = 7,22 \text{ суток.}$$

4.3 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.3.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность T_{np} , ч определяется по формуле:

$$T_{np} = T_n \cdot k, \quad (10)$$

$$T_{np} = 139,17 \cdot 1,09 = 151,69$$

где T_n - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{np} + t_{кр} + t_{всп} + t_p}, \quad (11)$$

где Δt - затраты времени, обусловленные остановками и авариями, независимыми от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

t_{np} , $t_{кр}$, $t_{всп}$, t_p - соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в Приложении И.

Результаты расчета по видам работ, продолжительности бурения и крепления скважин представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, ч	проектная	
		ч	сут
Бурение:			
направление	2	2,18	0,09
кондуктор	34,944	38,089	1,587
эксплуатационная колонна	143,6	156,04	6,5
Крепление:			
направление	3,56	3,88	0,16
кондуктор	16,0	17,44	0,72
эксплуатационная колонна	32,4	35,31	1,47
Итого	232,064	254,489	10,587

4.4 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M, \quad (10)$$

где H - глубина скважины, м;

T_M - время механического бурения, ч.

$$V_M = 3200/116,7 = 27,42 \text{ м/час.}$$

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{сно}), \quad (11)$$

где $T_{сно}$ - время спускоподъемных операций, ч.

$$V_p = 3200/(116,7 + 62,634) = 17,844 \text{ м/час}$$

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H \cdot 720)/T_H, \quad (12)$$

где T_H - нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

$$V_K = 3200 \cdot 720 / 180,1 = 12792,9 \text{ м/ст.мес.}$$

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/n, \quad (13)$$

где n - количество долот.

$$h_d = 3200/1,82 = 1758,24 \text{ м.}$$

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{clm} = (C_{см} - П_n)/H, \quad (14)$$

где $C_{см}$ - сметная стоимость строительства скважины, рублей;

$П_n$ - плановые накопления, рублей.

$$C_{clm} = (205982457,49 - 7726613,66)/3200 = 61955 \text{ руб}$$

Результаты расчетов сводим в таблицу 31.

Таблица 31 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	3200
Продолжительность бурения, сут.	10,9
Механическая скорость, м/ч	27,42
Рейсовая скорость, м/ч	17,844

Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	12792,9
Проходка на долото, м	1758,24
Стоимость одного метра	61955

4.5 Линейный календарный график выполнения работ

Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала приведенного в таблице 32

Таблица-32 Количество работников вахт и обслуживающего персонала

Работник (разряд)	Количество человек
буровой мастер	2
помощник бурового мастера	2
бурильщик 7 разряда	4
бурильщик 6 разряда	4
помощник бурильщика 5 разряда	8
электромонтёр 6 разряда	4
Слесарь по обслуживанию буровой 6 разряда	4

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2БЗБ	Романенко Василию Анатольевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 3200 метров на нефтяном месторождении (Томская область).
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума. 2. Повышенный уровень вибрации. 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 4. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. 5. Отклонение показателей климата на открытом воздухе. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Движущиеся машины и механизмы. 2. Электробезопасность. 3. Пожаровзрывобезопасность.
---	--

2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Воздействие на окружающую среду сводиться к минимуму, так как используемые вещества ,такие как Бентонит, Крахмал, Каустическая сода, минимально токсичны. Некоторые из них могут быть отправлены на вторичное производство, а остальные утилизируются с помощью дополнительных средств защиты.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотрены наиболее характерные ЧС: 1.техногенные (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары); 2.природные (наводнения, ураганы, морозы); 3.военные.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Руководитель (ответственный) принимает обязательства выполнения и организации правил эвакуации и соблюдение требования безопасности на буровой площадке, а также контроль за исправностью работы в помещении.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2БЗБ	Романенко Василий Анатольевич		

5 Социальная ответственность. Производственная безопасность

5.1 Анализ вредных факторов

5.1.2 Повышенный уровень шума

Источниками повышенного шума на буровой являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Согласно СанПиН 2.2.4.3359-16 эквивалентный уровень звука составляет 80 дБа.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки,
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противοшумный шлем);

5.1.3 Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации на буровой являются: КПП 700, буровая лебедка, электродвигатели, ротор, вибросита, буровые насосы.

Нормирование общей вибраций ведется согласно ГОСТ 12.1.012-90 “ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности”, где основным нормируемым параметром является, среднеквадратичная виброскорость и ее логарифмический уровень в зависимости от частоты (октавный ряд среднегеометрических частот — 1,2,4,8,16,32,63Гц). Нормирование ведется как для общих, так и для локальных вибраций на рабочих местах различных производственных помещений.

Мероприятия по устранению вибрации:

- балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов;
- применение средств индивидуальной защиты

5.1.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному.

Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 33.

Таблица 33 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°.	75
Путь талевого блока.	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°.	20
Кронблок.	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок-пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

5.1.5 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

Таблица 34 - Выбросы в атмосферу

Источник	Наименование выбрасываемого вещества	Количество образования (т/год)	Периодичность выбросов
1	2	3	4
Дизеля силового блока (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	11,0716	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,536	
	Диоксид серы	1,3090	
	Оксид углерода	6,8466	
	Бензапирен	$1,5 \cdot 10^{-5}$	
Дизеля насосного блока электростанции (труба выхлопного коллектора)	Диоксид азота	12,8881	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Сажа	0,6337	
	Диоксид серы	1,5349	
	Оксид углерода	8,5411	
	Формальдегид	0,1635	
	Керосин (углеводороды СН)	3,4035	
Котельная	Диоксид азота	4,4844	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Диоксид серы	12,8433	
	Оксид углерода	3,0679	
	Бензапирен	$1,69 \cdot 10^{-6}$	
	Мазутная зола (по ванадию)	0,03220	
Склад ГСМ (емкости)	Углеводороды (C ₁ -C ₅)	0,3831	На этапе строительно-монтажных работ, бурения, испытания скважины
	Углеводороды (C ₆ -C ₁₀)	0,1582	
	Бензол	0,0021	
	Толуол	0,0012	
	Углеводороды (C ₁₂ -C ₁₉)	0,0343	
	Оксид углерода	0,5346	
	Керосин (углеводороды)	0,2348	

Таблица 35 - ПДК и классы опасности

Наименование вещества	Величина ПДКРЗ, мг/м ³	Наименование вещества	Величина на ПДКРЗ, мг/м ³
Выхлопные газы, в т.ч. содержащие: – Углеводороды – Диоксид серы – Диоксид углерода	-	Пары нефти, бензина	10
	100	Сероводород	3
	10	Оксиды серы	10
	9000	Меркаптаны	0,8

5.1.6 Отклонение параметров климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются.

Таблица 36 - Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25
10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

5.2 Анализ опасных факторов

5.2.1 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность согласуется со следующими нормативными документами: ГОСТ 12.1.044-84 "Пожаровзрывоопасность взрывчатых веществ и материалов", ГОСТ 12.1.044-76 "Пожарная безопасность, общие требования", ГОСТ 12.1.010-76 "Взрывобезопасность. Общие требования", СНиП 2-80 "Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений"; "Правила пожарной безопасности в Российской Федерации" 1993 г., "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2000 г.

Для предупреждения возникновения пожара необходимо:

- устанавливать молниезащиту;

- устье скважины обвязывать противовыбросовым оборудованием и осуществлять постоянный контроль за ним;
- выхлопные трубы дизелей и автомобилей оборудовать искрогасителями;
- организовывать места для курения за пределами буровой установки; осторожное обращение с открытым огнем (сварные работы, курение); применять омеднённый инструмент;
- устанавливать коммутирующую аппаратуру;
- проверять сопротивление изоляции (один раз в год);
- соблюдать правила хранения и эксплуатации горюче-смазочных материалов.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Первичные средства пожаротушения представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 37 - Первичные средства пожаротушения

Наименование	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество, шт.
Огнетушитель пенный	ГОСТ 16005-70	8
Ящик с песком объемом 0.5 м ³	-	4
Ящик с песком объемом 1 м ³	-	2
Лопаты	ГОСТ 3620-76	5
Ломы	ГОСТ 16714-71	2
Топоры	ГОСТ 16714-71	2
Багры	ГОСТ 16714-71	2
Ведра пожарные	-	4

5.2.2 Электробезопасность

К основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Основные причины электротравматизма:

- использование неисправного оборудования;
 - допуск к работе с электрооборудованием неквалифицированных лиц.
- Лицо, допускаемое к работе с электрооборудованием, должно иметь IV квалификационную группу по технике безопасности (для электроустановок до 1000 В).

При эксплуатации электрооборудования запрещается:

- обслуживание электроустановок без применения защитных средств (диэлектрических перчаток, бот, изолирующих подставок);
- управление лебедками и другим электрооборудованием без диэлектрических перчаток, если рукоятки управления не имеют надежного изоляционного покрытия;
- эксплуатация стационарного электрооборудования без изолирующих подставок в условиях повышенной влажности и проводимости почвы (пола);
- ремонт электрооборудования, находящегося под напряжением;
- работа электроустановок при неисправном или неправильно выполненном защитном заземлении, а также при неисправной защите от опасных токов утечки;
- держать под напряжением не использующиеся электрические сети (за исключением, резервных).

Получение электротравм возможно при работе с электрооборудованием в сырую погоду без средств защиты (диэлектрических перчаток, резиновых ковриков и.т.д.), также в помещении буровой при работе с электрораспределительными устройствами и линиями освещения. Безопасность работ может быть обеспечена только при применении следующих средств и методов защиты: защитное заземление; защитное отключение; изоляция токоведущих частей; знаки безопасности, средства защиты.

Безопасность обслуживающего персонала обеспечивается путем применения следующих методов и способов защиты: диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения; дополнительные защитные средства (применяются в электроустановках

напряжением до 1000 В): диэлектрические галоши, резиновые коврики, изолирующие подставки. Выбор тех или иных изолирующих средств, для применения при оперативных переключениях или ремонтных работах регламентирован правилами эксплуатации установок и техники безопасности, специальными инструкциями, а также определяется местными условиями на основании требований этих правил и инструкций. Все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение их в закрытых или открытых распределительных устройствах и на воздушных линиях электропередачи только в сухую погоду. Основными условиями возникновения электрических травм являются прикосновения к частям электрооборудования, находящихся под напряжением, прикосновение к конструктивным металлическим частям электроустановок нормально не находящихся под напряжением при повреждении электрической изоляции.

5.2.3 Движущиеся машины и механизмы

При проведении работ используются буровые станки, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91.

При проведении работ по опробованию необходимо соблюдать технику безопасности, так как отбор проб будет осуществляться с помощью специальных инструментов (молоток, кайло). Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за острую кромку или заусенец инструмента можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых при отборе проб инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

5.3 Экологическая безопасность

Во время проведения работ по сооружению скважины естественно происходит загрязнение окружающей среды. Вредные воздействия на окружающую среду, природоохранные мероприятия представлены в таблице 38. Таблица 38- Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
1	2	3
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель	1. Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2. Соблюдение нормативов отвода земель (СН 459-74). 3. Рекультивация земель.

Продолжение таблицы 38

	Загрязнение почвы нефтепродуктами, хим. реагентами и другими веществами	1. Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники и др. 2. Вывоз и уничтожение, захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов и других веществ.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, керн, шлам и т.д.) и мусора.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной активности	Засыпка горных выработок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности	Оплата потрав.
	Оставление недорубов, захламление лесосек	1. Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос. 2. Использование вырубленной древесины.
	Прорубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций и посёлков	1. Попоечная оплата 2. Соблюдение нормативов отвода земель в лесных территориях.
Вода и водные ресурсы.	Загрязнение производственными сточными водами и буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами и др.	1. Отвод, складирование и дальнейшая утилизация при помощи оборудования для бурения по без амбарной технологи и сточных вод 2. сооружение водоотводов, наполнителей и отстойников.
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых и бытовых стоков (канализационные устройства).
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при разрушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважины обваловками.

Продолжение таблицы 38

Недра	Нарушение естественных свойств геологической среды (инженерно-геологические свойства, подземные воды и т.д.)	1. Ликвидационный тампонаж скважин. 2. Гидрогеологические, гидрохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Не комплексное изучение недр	1. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства. 2. Тематические и научно – исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлечённых из недр полезных компонентов и застройка месторождений их затопление и т.д	1. Ведение работ позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки “стерильности” зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов
Воздушный бассейн	1. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой забоя, выхлопные газы автомобилей, работа котельных.	Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия
Животный мир	1. Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. 2. Браконьерство	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ по охране животных. Профилактическая работа.

5.4 Разработка мероприятий по охране окружающей природной среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций, Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

При проведении строительно-монтажных работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого посёлка;

- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью исключения вредного воздействия отработанного бурового раствора, ГСМ, химических реагентов и веществ в процессе бурения скважины на окружающую среду необходимо выполнение следующих мероприятий:

- вести бурение скважины по без амбарной технологии;
- буровая установка оснащается поддоном для сбора буровых сточных вод, которые потом вместе с буровым раствором подлежат утилизации. Твёрдая фаза образовавшаяся после утилизации подлежит вывозу в могильник;

- площадка под буровую установку должна иметь лежнёвку с устройством дренажной системы;

- хранение запаса бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических ёмкостях.

На этапе бурения и крепления скважины, для защиты окружающей среды от вредного воздействия должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 “Оборудование противовыбросовое”;

- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом, типа цементовозов или смесительных машин;

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др.) осуществлять только в цистернах или специальных ёмкостях;

- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды после мытья пола буровой или оборудования должны быть собраны в

специальную ёмкость и подлежат утилизации при помощи оборудования для безамбарного бурения.

Для надёжной охраны недр в процессе бурения скважины необходимо:

- строго соблюдать запроектированную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытия интервалов поглощений бурового раствора;

- создать по всей длине интервалов цементированной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения межпластовых, заколонных перетоков;

- при ликвидации и консервации скважин производить все работы согласно требованиям “Инструкции о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с использованием недр (Госгортехнадзор России, 02. 06. 99 г.) “Инструкции о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудовании их устьев и стволов” (Госгортехнадзор России, 22. 03. 2000 г.). [19]

После окончания бурения скважины и её крепления с последующим демонтажем оборудования необходимо приступить к рекультивации земель:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;

- засыпать все ямы, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;

- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.0.02-76 ОП):

- ГОСТ 17.1.02-79, охрана гидросферы;

- ГОСТ 17.2.02-79, охрана атмосферы;

- ГОСТ 17.4.02-79, охрана почв;

- ГОСТ 17.5.02-79, охрана земель;

- ГОСТ 17.6.02-79, охрана флоры.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – состояние при котором в результате возникновения источника ЧС на объекте, определенной территории нарушаются нормальные условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей среде.

ЧС могут носить следующий характер:

- техногенные (несчастные случаи, нефтегазопрооявления, пожары);
- природные (наводнения, ураганы, морозы);
- военные.

При возникновении лесных пожаров оповещают все близлежащие населенные пункты. Производится эвакуация людей в безопасные места, вырубка просек поперек направления движения пожара, тушение пожара с помощью наземных сил и авиации, оказание первой медицинской помощи пострадавшим.

В случае наводнения на буровую площадку дополнительно завозится грунт, производится устройство защитных дамб. Разрабатываются мероприятия на случай необходимого вывоза людей.

При возможности возникновения ураганов необходимо согласовывать работы метеослужбы с диспетчерской связью. Применять необходимые меры к укрытию людей. Отменять все виды работ при возникновении ураганов.

В настоящее время на территории Российской Федерации существуют угрозы террористических актов. Для их предупреждения необходимо:

- усилить службу безопасности бурового предприятия;
- назначить ответственного работника по организации против террористических мероприятий;
- всем работникам сделать пропуска для прохождения на рабочие объекты и в вахтовый транспорт;
- уведомлять службу безопасности о посторонних людях и предметах на территории предприятия.

Индивидуальная защита людей предусматривается с помощью противогазов, специальной изолирующей защитной одежды.

При существовании угрозы нападения со стороны противника буровое предприятие переводится на особый режим работы.

Разрабатываются мероприятия по осуществлению неотложных аварийно-восстановительных работ на случай разрушения буровой установки при применении ОМП противником.

5.6 Правовые и организационные мероприятия

Оценка потенциальной опасности объекта производится на основе критерий и нормативных документов.

Основные составляющие опасного производственного объекта включают одиночные скважины. Таким образом, бурение скважин это опасные производственные объекты. Но, следует также учитывать риск, связанный с возможным загрязнением веществами, представляющими опасность окружающей природной среде (нефть и ее смесь с пластовыми водами и т. п.).

Окончательное решение, о техническом состоянии и несущей способности, металлоконструкций подъемника принимается в результате комплексного анализа АЭ. Информации по совокупности критериев, с оформлением заключения, в котором указывается возможность безопасной эксплуатации (при каких условиях, каких рабочих характеристиках, на какой срок (до трех лет), либо делается заключение на устранение дефектов и проведением обследования повторно. Учитывая, потенциальную промышленную и экологическую опасность технологических процессов бурения скважин существует, определенная вероятность возникновения нештатных и аварийных ситуаций, прямо или косвенно влияющих на окружающую среду.

Основными мероприятиями по предотвращению и ликвидации аварий являются: проверка состояния противовибросового оборудования, наличие средств и материалов по борьбе с нефтегазопрооявлениями, обученность буровой бригады. Часто аварии возникают из-за халатности самого работника, несоблюдения правил техники безопасности и требований проектов. ГОСТ Р 22 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

5.6.1 Основные мероприятия по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций

Одним из основных условий возникновения газонефтеводопроявления является поступление пластового флюида в ствол скважины вследствие превышения пластовым давлением забойного. Возможно возникновение газонефтеводопроявлений, и при наличии достаточного противодействия на продуктивный пласт, в результате поступления пластового флюида в ствол скважины, в результате диффузионных или осмотических процессов, гравитационного замещения, контракционных эффектов. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98.b Возникновение и развитие газонефтеводопроявлений из-за неуравновешенности пластового давления гидростатическим давлением столба бурового раствора в процессе ремонта и освоения скважин может явиться следствием:

- недостаточного оперативного контроля за текущими изменениями пластовых давлений вследствие, законтурного, заводнения и других факторов;
- использования бурового раствора и жидкости глушения скважины заниженной плотностью;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за падения уровня жидкости в скважине вследствие поглощения;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за недолива скважины при подъеме колонны труб;

- снижение плотности раствора при его химической обработке;
- снижение гидростатического давления столба раствора из перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- уменьшение забойного давления при установке жидкостных ванн с низкой плотностью раствора (соляно-кислотная обработка и т. д.);
- разгазирование раствора в призабойной части вследствие длительных простоев скважины без промывок.

Причинами возникновения открытого фонтанирования в процессе бурения и освоения скважин могут явиться:

- низкое качество монтажа фонтанной арматуры и противовыбросового оборудования, несоблюдение установленных условий их эксплуатации;
- несвоевременность, обнаружения возникновения газонефтеводопроявлений;
- сниженные прочностные эксплуатационные колонны в результате ее износа при спуско-подъемных операциях;
- недостаточная обученность производственного персонала, несоответствие его квалификации характеру проводимых работ и принимаемых решений;
- низкая трудовая дисциплина и т. д.

Разрабатываемые системы оперативного производственного контроля, за состоянием профилактической работы по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов должны обеспечивать проверку надежности и эффективности мероприятий противодействия, возможным причинам возникновения аварийных ситуаций, в том числе использованию и регистрации прямых и косвенных признаков, возникновения и развития газонефтеводопроявлений.

Контроль за скважиной должен включать три линии (стадии) защиты:

- первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;
- вторая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;
- третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

К работам на скважинах с возможными газонефтеводопроявлениями допускаются бурильщики и специалисты, прошедшие подготовку по курсу «Контроль скважины». Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводится не реже одного раза в три года. При необходимости сроки переподготовки должны быть сокращены.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив бурового раствора, увеличение его объема в приемных емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО) подается сигнал «Выброс». При этом персонал обязан загерметизировать канал буровых труб (НКТ), устье скважины, информировать об этом руководство предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала труб должны быть сняты показания манометров в трубном и в затрубном пространствах.

После закрытия устья скважины при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины.

Ликвидация газонефтеводопроявлений производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить двигатели внутреннего сгорания;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топki, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т. д.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противofонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах к территории, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В настоящей дипломной работе: «Технологические решения для строительства разведочной скважины глубиной 3200 метров с предполагаемым дебитом 165 м³/сут и вертикальным профилем на нефтяном месторождении (Томская область)» произведены расчеты на строительство скважины.

Способ бурения, типы долот по интервалам бурения, конструкция и профиль проектной скважины, режимы бурения для каждого интервала, буровой раствор и тип забойного двигателя, выбор кернорвателя выполнены в технологической части дипломного проекта.

Обоснованы функции целесообразной отработки долот. Разработаны мероприятия по предупреждению осложнений и аварий в процессе бурения скважины. Произведен расчет бурильной и обсадных колонн, параметров цементирования.

Глубоко изучены вопросы по безопасности в рабочей зоне, охране окружающей среды, чрезвычайных ситуаций.

В организационно - экономической части отражены структуры и организационные формы бурового предприятия, произведены расчёты нормативной продолжительности строительства скважины, составлена линейно – календарный график строительства скважины, рассчитана сметная стоимость сооружения скважины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 12.0.003-2015 - Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
2. ГОСТ 12.2.003-91 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
3. ГОСТ 12.2.062-81 - Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные;
4. ГОСТ 12.4.011-89 - Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация;
5. ГОСТ 12.1.005-88 - Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
6. СанПиН 2.2.4.548-96 - Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
7. ГОСТ 12.4.026-2001 - Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний;
8. СанПиН 2.2.4.3359-16 - Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах
9. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда;
- 10.Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 1. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. –512 с.
- 11.Учебное пособие / В. П. Овчинников, В. Г. Кузнецов, О. В. Нагарев, Т. А. Ованесянц. - Тюмень: Экспресс, 2008. - 347 с.
- 12.Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нагарев О.В. Заканчивание скважин Учебное пособие для ВУЗов. - Тюмень 2010.

- 13.Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 679 с.
- 14.Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005-75 с.
- 15.Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Гераськин В.Г. Строительство наклонных и горизонтальных скважин.– М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 262с.
- 16.Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000. – 670 с.
- 17.Булатов, Анатолий Иванович. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник / А. И. Булатов, Ю. М. Проселков, С. А. Шаманов. — М. : Недра, 2003. — 1007 с.
- 18.Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч1.
 19. Единые нормы времени на бурение скважин. Москва, 2000. – Ч2.
 20. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
 21. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М.: ВНИИБТ, 1997. – 168 с.
 22. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. М.: ВНИИБТ, 1997. – 194 с.
- 23.Книга инженера по растворам – Москва 2006г.
- 24.Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.
- 25.Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие /Под ред. А.Г.Калинина.- М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.- 450 с.

26. Калинин А.Г., Никитин Б.А., Солодский К.М. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: Справочник /Под ред. А.Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
27. Крепша Н.В., Свиридов Ю.Ф. Безопасность жизнедеятельности: Учеб.-метод. Пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2003. – 144 с.
28. Редутинский Л.С. Расчет параметров цементирования обсадных колонн - Томск: Изд. ТПУ, 1997. - 47 с.
29. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. Москва, 2003г.– 263 с.
30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва, «Недра», 1994 г.
31. Основы менеджмента (нефтяная и газовая промышленность) : учебник / А. Ф. Андреев [и др.] ; Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина (РГУ Нефти и Газа) ; под ред. А. Ф. Андреева. — М. : Нефть и газ, 2007. — 264 с.
32. А.В. Епихин, А.В. Ковалев Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методическое пособие. ТПУ – Томск 2016 г.
33. Рязанов В.И., Борисов К.И. Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Томск: Изд. ТПУ, 2008. – 94 с.
34. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. СанПиН 2.2.1/2.1.1.984-00. М., Федеральный центр Госсанэпиднадзора Минздрава России, 2000 г.
35. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов/ А.Н.Попов, А.Н.Спивак, Т.О.Акбулатов и др.; Под общей ред. А.И.Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
36. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности : учебник / Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина; Под ред. В. Ф. Дунаева. — М. : ЦентрЛитНефтеГаз, 2004. — 368 с. : ил. — (Высшее нефтегазовое образование) . — Библиогр.: с. 365.

- 37.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Гидравлический расчет цементирования». – Томск, ТПУ.
- 38.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор способа цементирования».– Томск, ТПУ.
- 39.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет обсадных колонн на прочность».– Томск, ТПУ.
- 40.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Проектирование конструкции скважины».– Томск, ТПУ.
- 41.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Центрирование обсадной колонны и выбор технологической оснастки».– Томск, ТПУ.
- 42.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Расчет натяжения эксплуатационной колонны».– Томск, ТПУ.
- 43.Методические указания по выполнению лабораторной работы по курсу «Заканчивание скважин» «Выбор конструкции эксплуатационного забоя».– Томск, ТПУ.
- 44.Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. – Москва: ЗАО «Сибирская Сервисная компания».
- 45.«Mud lubricated drilling motors» руководство «Weatcherford» русское издательство 2010г.
- 46.www.sibserv.com
- 47.www.burinteh.com

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Геологические условия бурения скважины

Таблица А.1 – Стратиграфическая характеристика разреза и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Коэффициент кавернозности
От	До	Название	Индекс	Угол, град.	Азимут, град.	
1	2	3	4	5	6	7
0	20	Четвертичная система	Q	0	-	1,3
20	140	Неогеновая система	N	0	-	1,3
140	150	Туртаская свита	P ₃ trt	0	-	1,3
150	165	Новомихайловская свита	P ₃ nm	0	-	1,3
165	185	Алтымская свита	P ₃ at	0	-	1,3
185	235	Чеганская свита	P ₂₋₃ cg	0	-	1,3
235	285	Люлинворская свита	Pg ₂ ll	0	-	1,3
285	340	Талицкая свита	P ₁ tl	0	-	1,3
340	385	Ганькинская свита	K ₂ gn	0	-	1,3
385	480	Славгородская свита	K ₂ sl	0	-	1,3
480	660	Ипатовская свита	K ₂ ip	0	-	1,3
660	680	Кузнецовская свита	K ₂ kz	0	-	1,3
680	1560	Покурская свита	K ₁₋₂ pk	0	-	1,3
1560	1600	Алымская свита	K ₁ al	1	-	1,3
1600	2265	Киялинская свита	K ₁ kls	1	-	1,4
2265	2345	Тарская свита	K ₁ tr	1	-	1,6
2345	2605	Куломзинская свита	K ₁ klm	1	-	1,2
2605	2630	Баженовская свита	J ₃ bg	2	-	1,2
2630	2635	Георгиевская свита	J ₃ gr	2	-	1,2
2635	2710	Васюганская свита	J ₃ vs	2	-	1,2
2710	3030	Тюменская свита	J ₁₋₂ tm	2	-	1,2
3030	3060	Тогурская свита	J ₁ tg	2	-	1,2
3060	3200	Палеозойская группа	Pz	2	-	1,2

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал по вертикали		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От	До	
1	2	3	4
Q	0	20	Почвенно-растительный слой; пески, глины, суглинки и супеси
N	20	140	Пески серые и светло-серые разномзернистые с прослоями серых и коричнево-серых глин
P ₃ trt	140	150	Глины зеленовато-серые, алевролитовые с прослоями песка тонкозернистого
P ₃ nm	150	165	Глины зеленовато-серые с прослоями бурых углей и линзочек алевролитов
P ₃ at	165	185	Пески аллювиальные светло-серые, преимущественно кварцевые, иногда слюдястые
P ₂₋₃ cg	185	235	Глины темно-серые, зеленовато-серые, опоковидные, реже диатомитовые
Pg ₂ ll	235	285	Глины темно-серые, зеленовато-серые, опоковидные, реже диатомитовые
P ₁ tl	285	340	Глины темно-серые, зеленовато-серые, опоковидные, реже диатомитовые
K ₂ gn	340	385	Глины ,отмечена обильная фауна фораминифер и остракод
K ₂ sl	385	480	Глины
K ₂ ip	480	660	Глины зеленовато-черные, опоковидные плотные с прослоями песков и песчаников
K ₂ kz	660	680	Глины алевролитовые, зеленовато-серые, плотные с незначительными прослоями песчано-алевролитовых пород
K ₁₋₂ pk	680	1560	Пески и песчаники серые и зеленовато-серые. Встречаются прослой мергелей, глинистых известняков, растительного дендрита
K ₁ al	1560	1600	В нижней части разреза песчаники серые, светло-серые, кварц-полевошпатовые. Верхняя часть представлена темно-серыми и черными глинами каолинит-хлорит-монтмориллонитового состава
K ₁ kls	1600	2265	Глины значительной карбонатности с прослоями песчаников значительной карбонатности
K ₁ tr	2265	2345	Песчаники светло-серые, мелкозернистые кварц-полевошпатовые и полимиктовые с гидрослюдесто-хлоритовым цементом
K ₁ klm	2345	2605	Аргиллиты с множеством маломощных пропластков алевролитов и алевролитов; в кровле залегает песчаная толща, в низах известковые песчаники, содержащие темно-серые, иногда битуминозные аргиллиты
J ₃ bg	2605	2630	Аргиллиты-битуминозные, буровато-черные, плитчатые, сидеритизированные, иногда известковистые
J ₃ gr	2630	2635	Аргиллиты темно-серые, черные с незначительными линзочками известняков и алевролитов, Отмечены включения пирита, раковин белемнитов, палеципод. Растительного дендрита и глауконита
J ₃ vs	2635	2710	Песчаники серые, светло-серые, мелко-среднезернистые, полимиктовые, участками известковистые
J ₁₋₂ tm	2710	3030	Переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей: песчаники светло-серые, полимиктовые, часто глинистые,

			известковистые; аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые, сидеритизированные
J ₁ tg	3030	3060	Переслаивание аргиллитов и углей: аргиллиты серые до черных, плотные, крепкие, часто углистые
Pz	3060	3200	В верхней части разреза преобладают известняки, известняки доломитизированные, реже доломиты, породы серого, светло-серого, кремового цвета, мелкокомковатые, мелкозернистые, органогенно-детритовые, имеются включения остатков раковинной фауны (брахиоподы, остракоды, фораминифер и др.). Ниже, отложения силурийской системы представлены известняками, доломитами известковистыми, с незначительными прослоями глинисто-кремнистых пород, аргиллитов и алевролитов

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс страти- графическог	Интервал по вертикали, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см ³	Пори- стость, %	Проницаемо сть, мДарси	Глинист- ость, %	Карбона- тность, %	Твер- дость, кгс/мм ²	Абрази- в-ность	Расслоен- ность породы	Категория породы по промыслово
	От	До										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	20	Глины	2,1	30	0	95	0	10	4	2	М
			Суглинки	2,0	25-30	0	90	0	10	4	2	М
			Пески	1,9	25-30	2500	10	0	0	10	1	М
			Супеси	2,0	20	0	40	0	15	10	3	М
N	20	140	Пески	1,9	30	1000	20	0	0	10	1	М
			Глины	2,1	30	0	95	0	10	4	2	М
P ₃ trt	140	150	Глины	2,1	30	0	95	0	10	4	2	М
			Пески	1,9	30	1000	10	0	0	10	1	М
P ₃ nm	150	165	Глины	2,1	30	0	95	0	10	4	2	М
			Алевриты	2,2	30	20	10	0	10	10	3	М
P ₃ at	165	185	Пески	2,0	25	1000	10	0	0	10	1	М
P ₂₋₃ cg	185	235	Глины	2,1	30	0	100	0	10	4	2	М
P ₂₋₃ cg	185	235	Глины	2,1	30	0	100	0	10	4	2	М
P ₁ tl	285	340	Глины	2,2	30	0	100	0	10	4	3	М
K ₂ gn	340	385	Глины	2,2	25	0	100	5	10	4	3	М
K ₂ gn	340	385	Глины	2,2	25	0	100	0	10	4	3	М
K ₂ ip	480	660	Глины	2,3	20	0	95	0	15	4	3	М
			Пески	2,0	25	10	20	3	10	10	1	М
			Песчаники	2,1	22	50-300	10	3	25	10	2	М

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
K ₂ kz	660	680	Глины	2,3	20	0	100	2	10	4	3	М
K ₁₋₂ pk	680	1560	Пески	2,1	22	50-300	10	3	20	10	1	М
			Песчаники	2,1	22	50-300	20	3	30	10	2	С
			Мергели	2,4	25	0	50	20	25	4	1	С
K ₁ al	1560	1600	Песчаники	2,2	22	20-50	15	5	30	10	2	С
			Глины	2,4	16	0	95	2	25	4	3	М
K ₁ kls	1600	2265	Песчаники	2,2	20	10	15	5	35	10	3	С
			Глины	2,4	20	0	95	10	30	4	3	С
K ₁ tr	2265	2345	Песчаники	2,3	19	20-50	20	5	40	10	3	С
K ₁ klm	2345	2605	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	50	4	3	С
			Песчаники	2,3	15	10-250	20	5	45	10	3	С
			Алевриты	2,3	10	0	25	5		10	3	С
			Алевролиты	2,3	10	0	25	5	35	6	3	С
J ₃ bg	2605	2630	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	70	4	3	С
J ₃ gr	2630	2635	Аргиллиты	2,4	5	0	95	5	80	4	3	С
			Известняки	2,5	18	5-100	35	65	100	4	1	С
			Алевролиты	2,3	10	5	25	5	65	6	3	С
J ₃ vs	2635	2710	Угли	1,2	0	0	0	0	70	5	4	С
			Алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	6	3	Т
			Песчаники	2,3	15	5-100	20	5	65	10	3	С
J ₁₋₂ tm	2710	3030	Песчаники	2,4	15	10-250	20	5	120	10	3	Т
			Аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	4	3	Т
			Алевролиты	2,3	10	5	25	5	120	6	3	Т
			Угли	1,2	0	0	0	0	70	5	4	С
J ₁ tg	3030	3060	Аргиллиты	2,4	5	0	90	5	130	4	3	Т
			Угли	1,2	0	0	0	0	70	5	4	С
Pz	3060	3170	Известняки	2,65	18	5-100	35	80	170	4	4	Т
			Аргиллиты	2,4	5	0	90	10	150	4	4	Т
			Алевролиты	2,4	10	5	25	5	150	6	4	Т

Таблица А.4 – Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на м								Температура в конце интервала, градус
	от	до	пластового		порового		гидроразрыва пород		горного		
			от	до	от	до	от	до	от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	20	0,000	0,100	0,000	0,100	0,000	0,200	0	0,22	15
N	20	140	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	16
P ₃ trt	140	150	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	17
P ₃ nm	150	165	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	18
P ₃ at	165	185	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	19
P ₂₋₃ cg	185	235	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	20
Pg ₂ ll	235	285	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	21
P ₁ tl	285	340	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,22	0,22	22
K ₂ gn	340	385	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	26
K ₂ sl	385	480	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	27
K ₂ ip	480	660	0,100	0,100	0,100	0,100	0,200	0,200	0,23	0,23	31
K ₂ kz	660	680	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	32
K ₁₋₂ pk	680	1560	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	57
K ₁ al	1560	1600	0,101	0,101	0,101	0,101	0,180	0,180	0,23	0,23	58
K ₁ kls	1600	2265	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	77
K ₁ tr	2265	2345	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	79
K ₁ klm	2345	2605	0,102	0,102	0,102	0,102	0,180	0,180	0,23	0,23	86
J ₃ bg	2605	2630	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	87
J ₃ gr	2630	2635	0,102	0,102	0,102	0,102	0,160	0,160	0,24	0,24	88
J ₃ vs	2635	2710	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,24	0,24	89
J ₁₋₂ tm	2710	3030	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,24	0,24	99
J ₁ tg	3030	3060	0,103	0,103	0,103	0,103	0,160	0,160	0,24	0,24	102
Pz	3060	3170	0,105	0,105	0,105	0,105	0,155	0,155	0,25	0,25	105

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)
Характеристика нефтеводоносности

Таблица Б.1 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа				
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации				Газо-вый фактор, м ³ /т	Содержание сероводорода % по объему	Содержание угле-кислотогаза, % по	Давление насыщения в пластовых	Относительная по воздуху плотность газа, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
J ₃ vs	263 5	265 0	поровый	.	0,825	0,39	0,95	4-28,9	2,5- 126,3	Отсут.	2,53	11,7	0,897
J ₁₋₂ tm	271 0	272 5	поровый	0,75 6	0,825	0,39	0,95	4-28,9	2,5- 126,3	Отсут.	2,53	11,7	0,897
Pz	306 0	317 0	Порово трещиноватокavernовый	0,77	0,877	0,29	5,12-8,7	176-245	132- 144	1,34	2,1	8,5	0,63

Таблица Б.2 – Водоносность

Индекс стратиграфичес кого	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость,	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, г/л	Тип воды по Сулину ГКН - гидро- карбо-натно- натрие-вый	Относится к источнику питьевого
	От	До					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
N- P ₂₋₃ cg	20	235	поровый	1,0	5	2500	1.17	<2	4,6	0,55	1,73	7,9	0,28	ГКН	да
Pg ₂ ll- K ₂ kz	235	680		1,1	100	500	257, 5	<2	1,7	266,5	13,3	25	14,2	ХЛК	нет
K ₁₋₂ pk- K ₁ al	680	1600		1,1	100	500	257, 5	<2	1,7	266,5	13,3	25	17,8-20	ХЛК	нет
K ₁ kls- K ₁ klm	1600	2605		1,014	20	-	344	14	4	93,5	3	87	0,8-29	ХЛК	нет
J ₃ vs	2635	2710		1,02	1-20	-	486	26	15	155	14,2	66	30-40	ХЛК	нет
J ₁₋₂ tm	2710	3030		1,02	1-10	-	633	29	10	131	2	30	30-40	ХЛК	нет
Pz	3060	3170	Порово- трещ.- каверн.	1,03 3	до 57,6	0.01	853	-	10,8	258,5	15,7	149,78	50	ХЛК	нет

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(обязательное)

Зоны возможных осложнений

Таблица В.1- Зоны возможных поглощений бурового раствора

Индекс стратиграфи- ческого подразделен ия	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивност ь поглощения, м ³ /час	Имеется ли потеря циркуляци и, (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на м		Условия возникновения
	От	До			При вскрыти и	После изоляцион ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q-P ₃ at	0	185	1	Нет	0,17	0,22	Увеличение плотности промывочной жидкости против проектной, репрессия на пласт более 20% гидростатического давления
K ₁₋₂ pk	680	1560	1	Нет	0,13	0,18	
J ₃ vs-Pz	2635	3170	1	Нет	0,1	0,5	

Таблица Б.2 – Зоны возможных осыпей и обвалов стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы применявшиеся ранее		Условия возникновения осложнения
	От	До	Тип раствора	Плотность, г/см ³	
1	2	3	4	5	6
Q-K ₂ sl	0	480	Глинистый на водной основе	<1,16	Снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважины, повышенная фильтрация, пониженная вязкость, недолив скважины при подъеме инструмента, недостаточная ингибирующая способность бурового раствора, длительная продолжительность бурения
K ₁₋₂ pk-K ₁ al	680	1600	Глинистый на водной основе	<1,10	
K ₁ kls-K ₁ tr	1600	2345	Глинистый на водной основе	<1,10	

Таблица Б.3 – Зоны возможных нефтегазоводопроявлений

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Длина столба газа при ликвидации газопрооявления, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Данные по продуктивному пласту		Условия возникновения	Характер проявления
	От	До					температура, град.			
					внутреннего	наружного	устья скважины	в пласте		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
N- P ₂₋₃ cg	20	235	вода	-	1,00	1,00	20	18	Возникновение депрессии на водоносные пласты. Возникновение депрессии на продуктивный пласт.	Перелив раствора на устье, увеличение фильтрации раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях. Появление в растворе пленок нефти.
Pg ₂ ll- K ₂ kz	235	680	вода	-	1,01	1,01	20	27		
K ₁₋₂ pk- K ₁ al	680	1600	вода	-	1,01	1,01	20	58		
K ₁ kls- K ₁ klm	1600	2605	вода	-	1,014	1,014	20	79	Возникновение депрессии на водоносные пласты. Возникновение депрессии на продуктивный пласт. Возникновение депрессии на водоносные пласты. Возникновение депрессии на продуктивный пласт.Перелив раствора на устье, увеличение	Перелив раствора на устье, увеличение фильтрации раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях. Появление в растворе пленок нефти.
J ₃ vs	2635	2710	нефть вода	- -	0,756 1,02	0,756 1,02	20	89		
J ₁₋₂ tm	2710	3030	нефть вода	- -	0,756 1,02	0,756 1,02	20	99		

Pz	3060	3170	нефть вода	- -	0,77 1,033	0,77 1,033	20	105	фильтрации раствора, увеличение объема раствора в приемных емкостях. Появление в растворе пленок нефти.	
----	------	------	---------------	--------	---------------	---------------	----	-----	---	--

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(обязательное)
Совмещенный график давлений
График совмещенных давлений

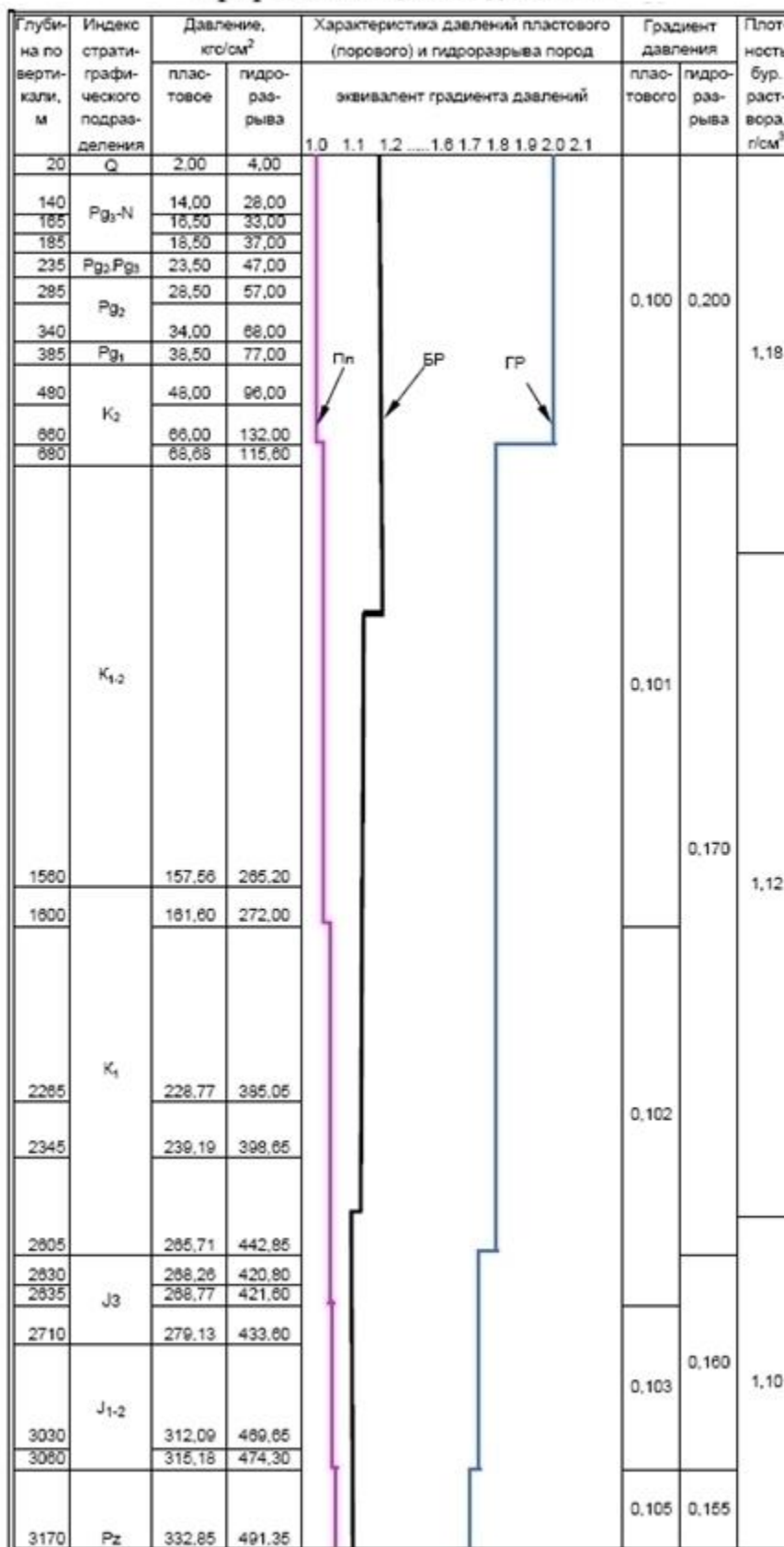


Рисунок Г.1 – График совмещенных давлений

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(обязательное)

Выбор компоновки и расчет бурильной колонны

Таблица Д.1 – КНБК для бурения секции под направления (0-30м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0-30м)							
1	Долото RC 393,7 Z1RSJ	0,40	393,7	-			0.19
					3-171	Ниппель	
2	Переводник М 3-171/171	0,50	203	100	3-171	Муфта	0.29
					3-171	Муфта	
3	УБТ УБТС1-203 Д	24	203	100	3-171	Ниппель	5,89
					3-171	Муфта	
4	Переводник П 3-171/147	0,52	203	100	3-171	Ниппель	5,99
					3-147	Муфта	
5	БТ АБТ 147х11	5,6	147	80	3-147	Ниппель	6,1
					3-147	Муфта	

Таблица Д.2 – КНБК для бурения секции под кондуктор (30-810м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (30-810м)							
1	Долото PDC 295,3FD19SM	0,4	295,3	-			0,08
					3-152	Ниппель	
2	Калибратор К 295,3 МС-Д	1,3	295,3	80	3-152	Муфта	0,39
					3-152	Ниппель	
3	ВЗД ДМШ-240	8,2	240	-	3-152	Муфта	2,3
					3-152	Муфта	
4	Переводник П 3-152/171	0,52	203	122	3-152	Ниппель	2,4
					3-171	Муфта	
4	Клапан обратный ОКБ-240	0,64	203	-	3-171	Ниппель	2,5
					3-171	Муфта	
5	Переводник П 3-147/171	0,52	197	100	3-171	Ниппель	2,6
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТС178(кор)	48	178	90	3-147	Ниппель	9,3
					3-147	Муфта	
7	Переводник П 3-147/133	0,54	178	95	3-147	Ниппель	9,4
					3-133	Муфта	

8	Бурильная труба АБТ 147х11	До устья	127	107	3-133	Ниппель	21,7
					3-133	Муфта	

Таблица Д.3 – КНБК для бурения секции под эксплуатационную колонну (810-3200м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (810-3200м)							
1	Долото PDC 215,9FD513SM	0,3	215,9	-			0,042
					3-117	Ниппель	
2	ВЗД Д-178.3600.78	6,9	178	-	3-117	Ниппель	1
					3-133	Муфта	
3	Переводник П 3-133/147	5,2	172	89	3-133	Ниппель	1,1
					3-147	Муфта	
4	Клапан обратный КОБ-172	0,51	178	72	3-147	Ниппель	1,12
					3-147	Муфта	
6	УБТ УБТС-178(кор)	48	178	90	3-147	Ниппель	8,03
					3-147	Муфта	
	Переводник П 3-147/133	5,2	178	95	3-147	Ниппель	8,13
					3-133	Муфта	
	Бурильная труба АБТ 147х11	752	127	107	3-133	Ниппель	18,58
					3-133	Муфта	
8	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	93,18
					3-133	Муфта	

Таблица Д.4 – КНБК для отбора керна (3058-3172м)

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум.вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Отбор керна (2805-2845м)							
1	Долото PDC БИТ 215,9/100 B12122AM	0,41	215,9	-			0.012
					3-161	Муфта	

2	Кернотборный снаряд УКР-172/100 Кембрии 172 (52) мм	14,3	172	52	3-161	Ниппель	2.31
					3-133	Муфта	
3	Переводник П 3-133/147	5,2	172	89	3-133	Ниппель	2,41
					3-147	Муфта	
4	УБТ УБТ УБТС- 178(кор)	16	178	90	3-147	Ниппель	4,74
					3-147	Муфта	
5	Переводник П 3-147/133	5,2	178	95	3-147	Ниппель	4.84
					3-133	Муфта	
6	Бурильная труба АБТ 147х11	752	127	107	3-133	Ниппель	15,24
					3-133	Муфта	
7	Бурильная труба ТБВК 127х10 Е	До устья	127	82,6	3-133	Ниппель	89,84
					3-133	Муфта	

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(обязательное)

Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Таблица Е.1 – Запроектированные параметры бурового раствора по интервалам бурения

Исходные данные										
Интервал бурения (по стволу), м		k	Р _{пл} , МПа	H, м	g, м/с ²	ρ _{бр} , кг/м ³	K	d, м		
									от	до
0	30	1,1	0,49	70	9,81	1200	1,5	0,003		
30	810	1,1	9,11	730	9,81	1200	1,5	0,003		
810	3060	1,1	28,67	1675	9,81	1200	1,5	0,003		
3060	3200	1,05	28,81	2940	9,81	1200	1,5	0,003		
Результаты проектирования										
Интервал бурения (по стволу), м		Плотность, г/см ³	СНС ₁ , дПа	СНС ₁₀ , дПа	Условная вязкость, сек	Водоотдача, см ³ /30 мин	рН	Содержание песка, %	ДН С, Па	ПВ, мПа*с
0	30	1,19	-	-	40	-	-	до 2	-	-
30	810	1,15	10-30	20-60	35	10	9	до 1,5	80	10-18
810	3060	1,07	10-30	20-60	30	10	9	до 1,5	70	10-18
3060	3200	1,07	20-35	40-70	50	доб	10	До 0,5	100	10-15

Таблица Е.2 – Описание компонентного состава бурового раствора по интервалам бурения

Интервал (по стволу), м		Название (тип) бурового раствора и его компонентов
от (верх)	до (низ)	
0	30	Глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH
30	810	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, Na ₂ CO ₃ , ПАЦ НВ, смазка, Кальценированная сода
810	3060	Полимер-глинистый раствор Техническая вода, Глинопорошок ПБМБ, NaOH, ПАА, ПАЦ НВ, Ингибитор, смазка, Кальценированная сода
3060	3200	Биополимерный раствор Техническая вода, NaOH, Ксантановая камедь, KCl, CaCO ₃ , биоцид, Na ₂ CO ₃ , крахмал, пеногаситель, смазка, Кальценированная сода

Таблица Е.3 – Результаты расчета бурового раствора под интервал 0-3200

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
0	30	30	393,7	-	1,3	11,03
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 0,89$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 7,40$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,35$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_1 = 26,07$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{\text{бр}} = 34,71$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев1}} = 13,03$
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k каверн.	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
30	810	780	295,3	306,9	1,3- 1,25	58,42
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 6,24$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 36,13$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 3,65$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_2 = 120,83$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 166,85$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев1}} = 13,03$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{2'} = 153,82$
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						$V_{\text{перев2}} = 60,42$

Продолжение таблицы Е.3

Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
81 0	3200	2390	215,9	232	1,25	89,6
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 10,08$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 42,74$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 8,575$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_3 = 175,2$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 244,59$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев2}} = 60,42$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{3'} = 184,17$
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний Ø предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м³.
от	до					
30 60	3200	140	215,9	-	1,2	95,76
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						$V_{\text{фил}} = 1,05$
Расчетные потери бурового раствора при очистке						$V_{\text{пот}} = 4,43$
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						$V_{\text{спо}} = 0,925$
Объем раствора в конце бурения интервала						$V_4 = 195,52$
Общая потребность бурового раствора на интервале:						$V_{\text{бр}} = 201,9$
Планируемый объем переведенного раствора с предыдущего интервала						$V_{\text{перев3}} = 0$
Объем раствора к приготовлению:						$V_{4'} = 201,9$

Таблица Е.4 Компонентный состав раствора для бурения интервала 0-3200м

Наименование хим. реагента	Класс	Назначение	Концентрация, кг/м ³
Каустическая сода	Регулятор щелочности (Ph)	Регулирование щелочности среды	2
Ксантановая камедь	Структурообразователь	Придание раствору тиксотропных свойств, снижение фильтратоотдачи	3,4
KCL	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	30
Крахмал	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16
Ингибитор	Ингибиторы	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород	4
Смазывающая добавка	ПАВ	Снижение коэффициента трения в скважине	18
Карбонат кальция 5 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10
Карбонат кальция 50 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	20
Карбонат кальция 150 мкр	Утяжелители, закупоривающие материалы	Регулирование плотности, кольматация каналов	10
Бактерицид	Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	0,4
Пенегаситель	Пенегасители	Предотвращение пенообразования	0,4
Ореховая шелуха	Для предотвращения поглощения бурового раствора и кольматации пор используем в качестве наполнителя		

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(обязательное)
Гидравлическая программа промывки скважины

Таблица Ж.1 - Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					Кол-во	Диаметр		
Под направление									
0	30	БУРЕНИЕ	0,43	0,050	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	11,1	105,30	3,44
Под кондуктор									
30	810	БУРЕНИЕ	0,53	0,061	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	6	9	109,00	4,26
Под эксплуатационную колонну									
810	3200	БУРЕНИЕ	0,53	0,067	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	8	97,40	3,68
Отбор керна									
3058	3172	Отбор керна	1	0,044	ПЕРИФЕРИЙНАЯ	5	7	83,30	1,76

Таблица Ж.2 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
					КПД	Диаметр цилиндрических втулок, мм	Допустимое давление, кгс/см ²	Коэффициент наполнения	Число двойных ходов в мин.	Производительность, л/с	
0	30	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	220,5	1	125	30,60	61,20
20	810	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	2	100	160	220,5	1	85	20,81	41,62
810	3200	БУРЕНИЕ	УНБТ-950	1	100	160	220,5	1	100	24,48	24,48
3058	3172	Отбор керна	УНБТ-950	1	100	160	198,5	1	125	16	16

Таблица Ж.3 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давления (в кгс/см ²) для конца интервала в				
				Элементах КНБК		Бурильной колонне	Кольцевом пространстве	Обвязке буровой установки
				Насадках долота	Забойном двигателе			
0	30	БУРЕНИЕ	3,6	78,0	0	7,1	0,1	10
20	810	БУРЕНИЕ	94,3	79,9	67,4	13,9	2,0	10
810	3200	БУРЕНИЕ	382,6	62,8	41,9	29,8	24,2	6,8
3058	3172	Отбор керна	378,0	45,9	0	29,3	22,8	3,0

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(обязательное)
Нормативная продолжительность строительства скважины

Таблица И.1 - Нормативная карта вертикальной скважины

Наименование работ	Тип и размер долота	Норма проходки, м	Количество, шт	Интервал бурения, м	Количество метров, м	Время механического бурения, ч		Прочие работы, связанные с проходкой, ч	Всего времени на интервал бурения, ч
						на 1 м бурения	на весь интервал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Бурение под направление	393,7GRD111	590	0,05	0-30	30	0,029	0,87	0,36	2
Итого			0,05		30		0,87	0,36	2
Бурение под кондуктор	295,3FD619SM	1390	0,6	30-810	780	0,029	22,62	12,324	34,944
Итого			0,6		780		22,62	12,324	34,944
Бурение под эксплуатационную колонну	215,9FD513SM	2040	1,17	810-3200	2390	0,039	93,21	49,95	143,16
Итого			1,17		2390		93,21	49,95	143,16
Всего			1,89		2330		105,82		180,1

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Крепление:									
- направления									3,56
- кондуктора									16,0
- эксплуатационная									32,4
- хвостовик									
Установка центраторов									
-направление			-						-
-кондуктор			3						0,05
- эксплуатационная			8						-
- хвостовик			-						
ОЗЦ:									4,0
-направление									10,0
-кондуктора									22,0
- эксплуатационной									
Разбуривание цементной пробки (10 м)									
-направление									1,84
-кондуктор				15-30					2,12
- эксплуатационной				795-810					5,42
Промывка скважины (1 цикл)				3185-3200					
-направление									0,01
-кондуктор									0,11
- эксплуатационная									
-хвостовик									
Спуск и подъем при ГИС									5,89

Продолжение таблицы Ж.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Геофизические работы									25,0
Прочие вспомогательные работы, не учтенные в УНВ									7,65
Всего на бурение скважины (без учета норм времени на геофизические работы)									285,26
Ремонтные работы (3,3 %)									9,41
Общее время на скважину									333,21

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(обязательное)

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица К.1 - Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Оплата труда буровой бригады при безметражных работах (4 чел.), сут	27634,4	3,00	82903,16	-	-	-	-	-	-
Оплата труда буровой бригады, сут	29002,5	-		0,09	2610,23	1,59	46027,01	6,50	188516,42
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	4329,0	3,00	63,60	0,09	389,61	1,59	6870,19	6,50	28138,76
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	5901,4	-		0,09	531,12	1,59	9365,49	6,50	38358,97
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	1899,1	-		0,09	170,92	1,59	3013,81	6,50	12343,89
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	52111,8	3,00	765,60	0,09	4690,07	1,59	82701,49	6,50	338726,96
Износ бурового инструмента к-т,сут	6146,4	3,00	90,30	0,09	553,18	1,59	9754,37	6,50	39951,73
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	1603,0	-		0,09	144,27	1,59	2543,91	6,50	10419,31
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	275670,0	1,20	1620,00	0,09	24810,30	1,59	437488,29	6,50	1791855,00
Материалы и запасные части при турбинном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	179696,0	-	82903,16		0,00	-		6,50	1168024,00

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, роторный способ, 1 секционный), сут	3497,9	-		0,09	314,82	-		-	
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, турбинный способ, 3 секционный), сут	77722,6	3,00	233167,81	-		1,59	123345,77	6,50	505196,93
Содержание комплекта турбобура (до 15 станков, винтовой забойный двигатель), сут	5194,8	-		0,09	467,54	1,59	8244,22	6,50	33766,51
Содержание бурильных труб (до 100 000 м), сут	29057,7	3,00	426,90	0,09	2615,19	1,59	46114,51	6,50	188874,79
Плата за подключенную мощность, сут	8988,9	3,00	132,06	-		-			
Дополнительная плата за эл/энергию при подготовительных работах к бурению, сут	22513,1	-		0,09	2026,17	1,59	35728,21	6,50	146334,83
Дополнительная плата за эл/энергию при бурении, сут	1980,7	-		0,09	178,27	1,59	3143,43	6,50	12874,81
Эксплуатация ДВС, сут	7334,9	3,00	107,76	0,09	660,14	1,59	11640,43	6,50	47676,62
Эксплуатация трактора, сут	22931,7	3,00	336,90	0,09	2063,85	1,59	36392,54	6,50	149055,79
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	3185,5	147,00	2293,20	-		-		-	
Транспортировка вагон-домиков с базы до буровой, т	35257,2	3,00	517,98	0,09	3173,15	1,59	55953,13	6,50	229171,62
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	3430,6	-		0,09	308,75	1,59	5444,30	6,50	22298,64
Содержание станции геолого-технологического контроля, сут	17438,7	-		14,20	247629,26	25,40	442942,47	-	
Порошок бентонитовый марки А, т	410503,3	-		0,17	69785,55	0,38	155991,24	-	
КМЦ-700 высший сорт, т	3497,9	-		0,09	314,82	-		-	

Продолжение таблицы К.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Биолуп LVL, т	69468,8	-		-		-		0,74	51406,94
NaCl, т	46996,6	-		-		-			
Сода кальцинированная марки А, т	4104,4	-		0,09	348,88	0,06	246,27	-	
НТФ, т	194112,5	-		-		-		0,42	81527,26
POLY KEM D, т	69468,8	-		-		-		0,63	43765,37
Барит, т	67447,3	-		-		-		-	
Транспортировка материалов и запчастей до 300 км, т	6881,5	0,35	11,80	14,51	99851,15	40,32	277463,69	1,40	9634,16
Транспортировка турбобуров до 300 км, т	5472,6	-		0,80	4378,05	3,50	19153,96	1,03	5636,74
Транспортировка хим. Реагентов 4 группы до 300 км, т	5962,6	-		6,39	38101,27	63,30	377435,11		
Транспортировка ГСМ на 300 км, т	6003,5	0,82	24,11	0,34	2041,18	0,86	5162,99		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспорнировки вахт, руб		322461,17		507842,89		2202166,84		5143556,02	
Итого затраты зависящие от времени	8176026,93								
Затраты зависящие от объема работ									
393,7 VU-K11TG-R227	140162,88	-	-	0,05	7008,14	-	-	-	
295,3V-54X-R175	281734,74	-	-	-		0,60	169040,84	-	
215,9 AUM-LSP53X-R800	209999,28	-	-	-		-		1,17	245699,16

Обратный клапан КОБ – 178	318,55	-	-	9,00	2866,97	110,00	35040,72	280,00	3758,04
Износ шурфа на 10 %, м	1002,62	-	-	3,40	3408,91	22,20	22258,21	42,70	209,66
Транспортировка труб, т	1349,76	-	-	1,00	1349,76	1,00	1349,76	1,00	6,61

Транспортировка долот, т	6,61	-	-	1	6,61	1	6,61	1	6,61
Транспортировка вахт, руб	172957,40								
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	0		14633,7888		227689,5344		249673,46		
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб	8266,35		522476,6771		2429856,375		5393229,49		
Всего по сметному расчету, руб	16702813,22								

Таблица К.2 - Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная	
		кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8
Оплата труда буровой бригады, сут	138,19	0,16	22,1104	0,74	102,2606	1,51	208,6669
Оплата труда дополнительного слесаря и эл/монтера (1 смена, 4 разряд, экспл. бурение), сут	19,9	0,16	3,184	0,74	14,726	1,51	30,049
Содержание средств контроля, диспетчеризации и управления процессом бурения, сут	27,67	0,16	4,4272	0,74	20,4758	1,51	41,7817
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение, сут	7,54	0,16	1,2064	0,74	5,5796	1,51	11,3854
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение), сут	252,86	0,16	40,4576	0,74	187,1164	1,51	381,8186
Износ бурового инструмента к-т,сут	28,51	0,16	4,5616	0,74	21,0974	1,51	43,0501

Продолжение таблицы К.2

1	2	3	4	5	6	7	8
Износ ловильного инструмента при эксплуатационном бурении, сут	30813,78	0,16	4930,20	0,74	22802,20	1,51	46528,81
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин, сут	5186,68	0,16	829,87	0,74	3838,14	1,51	7831,89
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважины, сут	5942,22	0,16	950,76	0,74	4397,24	1,51	8972,75
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении (4000<V<5500 м/ст.-мес), сут	1539,67	0,16	246,35	0,74	1139,35	1,51	2324,90
Плата за подключенную мощность,сут	53153,26	0,16	8504,52	0,74	39333,41	1,51	80261,42
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе, сут	6168,88	0,16	987,02	0,74	4564,97	1,51	9315,01
Эксплуатация ДВС, сут	1776,54	0,16	284,25	0,74	1314,64	1,51	2682,58
Автомобильный спец транспорт до 400 км, сут	273656,59	0,16	43785,0 5	0,74	202505,8 8	1,51	413221,4 5
Амортизация вагон-домиков 7 шт, сут	281796,00	0,16	45087,3 6	0,74	208529,0 4	1,51	425511,9 6
Эксплуатация бульдозера, сут	87806,00	0,16	14048,9 6	0,74	64976,44	1,51	132587,0 6
Эксплуатация трактора, сут	28996,40	0,16	4639,42	0,74	21457,34	1,51	43784,56
Транспортировка оборудования устья скважины до 400 км, т	22502,84	0,16	3600,45	0,74	16652,10	1,51	33979,29
Башмак колонный БК-324, шт	2082,84	0,16	333,25	0,74	1541,30	1,51	3145,09
Башмак колонный БК-245, шт	21502,26	0,16	3440,36	0,74	15911,67	1,51	32468,41
Башмак колонный БК-168, шт	34795,68	0,16	5567,31	0,74	25748,80	1,51	52541,48
Центратор ЦЦ-245/295, шт	4175,89	0,16	668,14	0,74	3090,16	1,51	6305,59

Продолжение таблицы К.2

Центратор ЦЦ-215/255, шт	4533,24	-		29,00	131463,96	-	
ЦОКДМ-324, шт	3593,92	-		-		53,00	190477,76
ЦКОДМ-245, шт	23544,26	1,00	23544,26			-	
ЦКОД-168, шт	22543,68	-		1,00	22543,68		
Продавочная пробка ПП-324 351, шт	21134,70					1,00	21134,70
Продавочная пробка ПП-219 245, шт	17704,14	1,00	17704,14	-		-	
Продавочная пробка ППЦ-126 168, шт	13334,26	-		1,00	13334,26	-	
Пакер заклонный ПГП-168	8045,48	-		-		1,00	8045,48
Головка цементирующая ГЦУ-324	857640,00	1,00	857640,00	-		-	
Головка цементирующая ГЦУ-245	745330,00	-		1,00	745330,00	-	
Головка цементирующая ГЦУ-168	610558,00	-		-		1,00	610558,00
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб		1192996,76				1619162,73	
Обсадные трубы 324х9,5, м	7598,28	30,00	227948,46	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9, м	5825,83	-	-	810,00	4718919,06	-	-
Обсадные трубы 168х8, м	4075,83	-	-	-	-	3200,00	13042662,4
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50, т	6146,4	-		-		3,60	22127,11
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100, т	6820,3	-		-		36,20	246894,14
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100, т	15850	0,11	1743,50	1,03	1795,81	0,19	3059,05
Хлористый кальций, т	7598,28	30,00	227948,46	-	-	-	-

Продолжение таблицы К.2

Заливка колонны, тампонажный цех, агр/оп	29811,16	1,00	29811,16	2,00	59622,32	6,00	178866,95
Затворение цемента, тампонажный цех, т	1227,24	2,79	3424,01	25,87	88579,01	39,80	48844,23
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	7432,88	1,00	7432,88	1,50	11149,32	4,00	29731,52
Опресовка колонны, тампонажный цех, агр/оп	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88	1,00	17885,88
Работа СКЦ-2М, тампонажный цех, агр/оп	16458,52	-		-		1,00	16458,52
Пробег ЦА-320М, км	7514,56	3,00	22543,68	8,50	191621,28	13,00	97689,28
Пробег ЦСМ, км	7514,56	1,00	7514,56	3,80	28555,33	4,00	30058,24
Пробег СКЦ-2М, км	8596,82	-		-		1,00	8596,82
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех, ч	3655,18	-		16,00	58482,88	24,00	87724,32
Транспортировка обсадных труб, т	4126,88	0,69	2847,55	14,50	41286,61	26,56	109609,99
Транспортировка обсадных труб запаса, т	8065,90	0,02	166,96	0,43	72,62	0,80	6426,91
Транспортировка вахт, руб	172957,40						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб	321318,63		5217970,11		13946635,35		
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	24454130,64						
Всего по сметному расчету, руб	24627088,04						

Таблица К.3 - Сводный сметный расчет

Наименование затрат	Стоимость, тыс. руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	12768951
Разработка трубопроводов линий передач и др.	
Работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	46688,3
Итого по главе 1	225780,3
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	3245852,2
Разборка и демонтаж	250070
Монтаж установки для освоения скважины	92602,2
Демонтаж установки для освоения скважины	34500,8
Итого по главе 2	3623025,2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины	
Бурение скважины	14520670,45
Крепление скважины	42340232,77
Итого по главе 3	56860903,22
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность	
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	2589340
Итого по главе 4	2589340
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	6063924,81
Итого по главе 5	6063924,81

Продолжение таблицы К.3

1	2
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	232598,22
Эксплуатация котельной	563592
Итого по главе 6	796190,22
Итого по главам 1-6	82974803,05
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	13607867,70
Итого по главе 7	13607867,70
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	7726613,66
Итого по главе 8	7726613,66
Глава 9	
Прочие работы и затраты	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8)	4798227,08
Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав1-8)	3024969,25
Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав1-8)	1877567,12
Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав3-4)	
Топографо-геодезические работы	89175,36
Скважины на воду	29220,3
	1014430,5
Итого по главе 9	10833589,61
Итого по главам 1-9	115142874,02
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	230285,75
Итого по главе 10	230285,75
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	181045
Проектные работы	820065
Итого по главе 11	1001110

Продолжение таблицы К.3

1	2
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	58187134,88
Итого по главе 12	58187134,88
Итого по сводному сметному расчету	174561404,65
Так как пересчет осуществлялся по расценкам 1985 года, необходимо учесть коэффициент удорожания затрат, равный 204.2	129134446
НДС 18%	31421052,84
Итого в ценах 2018 года с учетом коэффициента	205982457,49